

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Avaliação Técnico-Econômica de Diferentes Tecnologias de Geração de
Eletricidade Para o Aproveitamento Energético de Resíduos de Biomassa em
Comunidades Isoladas**

Autor: Pedro Jessid Pacheco Torres.

Itajubá, 26 de abril de 2017

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Avaliação Técnico-Econômica de Diferentes Tecnologias de Geração de
Eletricidade Para o Aproveitamento Energético de Resíduos de Biomassa em
Comunidades Isoladas**

Autor: Pedro Jessid Pacheco Torres.

Orientador: Prof. Dr. Osvaldo José Venturini.

Coorientador: Prof. Dr. Jose Carlos Escobar Palácio.

Curso: Mestrado em Engenharia de Energia

Área de Concentração: Exploração do Uso Racional de Recursos Naturais e Energia

Dissertação submetida ao Programa de Pós - Graduação em Engenharia de Energia como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Engenharia de Energia

Itajubá, 26 de abril de 2017

M.G - Brasil

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Avaliação Técnico-Econômica de Diferentes Tecnologias de Geração de
Eletricidade Para o Aproveitamento Energético de Resíduos de Biomassa em
Comunidades Isoladas**

Autor: Pedro Jessid Pacheco Torres.

Orientador: Prof. Dr. Osvaldo José Venturini.

Coorientador: Prof. Dr. Jose Carlos Escobar Palácio.

Composição da Banca Examinadora

Prof. Dr Flávio Neves Teixeira - UFSJ

Prof. Dr Arnaldo Martin Martinez Reyes - NEST/UNIFEI

Prof. Dr. Jose Carlos Escobar Palácio - NEST/UNIFEI

Prof. Dr. Osvaldo José Venturini. - NEST/UNIFEI

Dedicatória

Dedico este trabalho à minha mãe Lilia Esther Torres Parody, meu pai Pedro Manuel Pacheco Efros, meu irmão Jeffrey Steven, minhas irmãs Dayana Carolina e Nathaly Eilen, a minha enamorada Leidy Mora, a minha sobrinha Andrea Camila e minha cunhada Vanessa del Carmen.

Agradecimentos

Agradeço a Deus por ter me dado tantas boas oportunidades na minha vida e a sabedoria necessária para poder conseguir a conclusão de meu mestrado.

Ao professor Dr. Osvaldo José Venturini por aceitar fazer esta dissertação sob sua direção, seu apoio e confiança no meu trabalho e sua habilidade para guiar minhas ideias tem sido uma contribuição inestimável, graças a sua guia e o conhecimento adquirido durante o desenvolvimento de meu trabalho hoje posso me sentir um melhor profissional.

Ao professor Dr. José Carlos Escobar por ter me aceitado como orientado, pela ajuda, atenção, paciência e por todas as sugestões que foram fundamentais neste trabalho, por seu apoio e amizade que me permitiu aprender muito mais do que aquilo que eu estudei no projeto.

Ao Dr Mateus Henrique Rocha pela sua ajuda, seus conselhos e suas correções no documento, os quais foram fundamentais para a terminação desta.

À minha família, pelo apoio e confiança, e em especial a minha mãe Lilia Esther e meu pai Pedro Manuel por ser o motor pelo qual dia a dia quero chegar a ser melhor pessoa. A meu irmão Jeffrey Steven pelo apoio no cuidado da minha família e por me dar o maior presente da minha vida, minha sobrinha Andrea Camila.

A minha amiga Martha de la Ossa pela confiança e ajuda para cumprir com meu sonho de fazer meus estudos de pós-graduação.

A minha namorada Leidy Mora pelo amor, carinho, confiança, compreensão, apoio que me foi dado antes e durante o tempo de meu mestrado.

Aos membros da banca avaliadora pelas sugestões, correções, contribuições, durante toda a etapa de realização deste trabalho.

A toda equipe do Nest, pelo companheirismo, camaradagem e amizade, por me fazer parte da sua família, em especial a Alvaro Diaz, Laura Cortabarría, Eric Ocampo, Jean Velásquez, Dimas Rúa, Diego Izidoro e Milena Lozano, tenho total certeza que sem a ajuda de vocês teria sido muito mais difícil.

A meus amigos Edgardo Arrieta, Andre Valero, Madson Arcanjo e Ivan Felipe Silva por seu apoio, conselhos e correções durante a preparação deste trabalho.

A Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro através da bolsa de estudo, o Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e da Fundação de Amparo à Pesquisa do estado de Minas Gerais (FAPEMIG) por sua colaboração no desenvolvimento deste trabalho.

Resumo

PACHECO TORRES, P. J. (2017), *Avaliação Técnico-Econômica de Diferentes Tecnologias de Geração de Eletricidade Para o Aproveitamento Energético de Resíduos de Biomassa em Comunidades Isoladas*, 205p. Dissertação de Mestrado Engenharia de Energias, Universidade Federal de Itajubá.

Na atualidade o mercado mundial de energia é dominado pelos combustíveis fósseis (carvão, óleo combustível e gás natural), correspondendo a 70% da oferta global de eletricidade. Como consequência disso, têm-se impactos ambientais negativos, tais como o aquecimento global associado às emissões de gases de efeito estufa e poluição do ar causada pelas emissões de partículas.

Para o caso das comunidades isoladas o diesel tem forte participação na geração de eletricidade, aproximadamente 80%, vale ressaltar o alto custo associado ao transporte deste tipo de combustível o eleva os custos de geração. Neste contexto, o uso de combustíveis renováveis, como a biomassa, pode ser útil para as pequenas unidades de produção de eletricidade, em função das limitações ambientais, logísticas e físicas para atender a demanda de energia das comunidades isoladas. Com a finalidade de prover uma opção de geração de energia independente do fornecimento de combustíveis fósseis, o presente trabalho apresenta diferentes opções de geração de energia elétrica a partir da biomassa para o benefício das populações rurais da região do Nordeste e Norte (Amazônia) do Brasil.

Foram avaliados 116 casos dos, quais 41,38% casos para o ciclo Rankine, 41,38% para Ciclo Rankine Orgânico, 12,07% para a gaseificação e 5,17% para a biodigestão. Dos 116 só 65 casos tem viabilidade técnica, sendo 44,61% casos para o Ciclo Rankine, 30,77% para Ciclo Rankine Orgânico, 15,39% para a gaseificação e 9,23% para a biodigestão. Destes foram 14 os casos com uma boa viabilidade para implementação nos municípios. Fazendo a análise pelo tipo de resíduo utilizado para a geração da energia têm-se que três dos casos escolhidos são com resíduos do cultivo da mandioca, três casos com resíduos do cultivo da banana, três casos com resíduos do cultivo da arroz, uns dos casos com resíduos do cultivo da abacaxi e finalmente nos casos especiais de resíduos unificados (utilização de 2 ou mais tipos de resíduos para geração) têm-se um total de quatro casos, um dos casos com resíduos de milho e soja, um caso com resíduos de banana e milho, um caso com a combinação mandioca e arroz, finalmente um caso como milho, soja e mandioca.

Palavras chave: *Biomassa, Comunidades Isoladas, Resíduos de agricultura, analise econômico*

Abstract

PACHECO TORRES, P. J. (2017), *Technical-Economic Evaluation of Different Technologies of Electricity Generation for the Energetic Use of Biomass Residues in Isolated Communities*, 205p. Master's Thesis Energy Engineering, Universidade Federal de Itajubá.

Nowadays the world energy market is dominated by fossil fuels (coal, fuel oil and natural gas), the burning of these is the form of energy generation most commonly used in the world. Account for over 70% of global electricity supply. In that generation process, the most significant negative environmental impacts are global warming associated with greenhouse gas emissions and air pollution caused by particulate emissions.

In the case of isolated communities, diesel has strong participation in the electricity generation, amounts to nearly 80% of fuel consumption in the area, usually these fuels have to be moved by different types of transport which represents high generation costs, therefore the use of renewable fuels such as biomass can be useful for small power generation units, considering the existence of environmental, logistical and physical limitations to meet the energy demands of isolated communities. In order to provide an option for independent power generation to the supply of fossil fuels, this paper presents different options of energy generation from biomass for the benefit of rural populations in the Northeast and North (Amazon) of Brazil.

They evaluated 116 cases and distributed by technology in the following manner: 41.38% cases for the Rankine cycle, 41.38% for Organic Rankine Cycle, 12.07% for the gasification and 5.17% for the digestion. From the 116 cases, only 65 have technical feasibility, and 44.61% cases to the Rankine Cycle, 30.77% for Organic Rankine Cycle, 15.39% for the gasification and 9.23% for digestion. In 14 of these cases were approved for implementation in municipalities. Making the analysis by type of waste used to generate energy to have that three of the cases chosen are with cassava waste, three cases with banana waste, three cases with rice residues, one case with pineapple waste and finally the special cases of unified waste available in a municipality has a total of four cases, one case with corn waste - soybeans, an affair with banana waste - corn, a case with cassava combination - rice and finally a case like corn - soybeans - cassava.

Keywords: *Biomass, Isolated Communities, agricultural waste, economic analysis*

Sumário

	Pag.
1.Introdução	1
1.1. Justificativa do Trabalho	3
1.2. Objetivos do Trabalho	6
1.2.1. Objetivo geral	6
1.2.2. Objetivos específicos	6
1.3. Estrutura do Projeto de Dissertação	7
2. Revisão Bibliográfica	9
2.1. Aspectos gerais da geração de energia	9
2.2. Matriz Energética Do Brasil	11
2.3. Fontes de Energia	13
2.3.1. Aspectos Gerais da Biomassa	13
2.3.2. Tipos de biomassa	15
a. Biomassa Sólida	15
b. Biomassa gasosa: Biogás	16
c. Biomassa Líquida	16
2.3.3. Classificação de geração a partir da biomassa	17
2.4. Processos de Conversão Energética da Biomassa	19
2.4.1. Processos Físicos	21
a. Densificação	21
b. Redução granulométrica (fragmentação - cominuição)	22
c. Prensagem mecânica	22

2.4.2. Processos Termoquímicos	23
a. Combustão direta	24
b. Gaseificação	25
c. Pirólise	27
d. Liquefação	27
2.4.3. Processos Biológicos	28
a. Fermentação	28
b. Digestão Anaeróbica	28
2.5 Tecnologias Para Conversão Energética de combustíveis fósseis na região Norte	29
2.5.1. Motores Diesel	29
2.6. Tecnologias Para Conversão Energética da Biomassa	31
2.6.1. MACI (Motores Alternativos de Combustão Interna)	31
2.6.2. MS (Motores Stirling)	33
2.6.3. Turbinas e microturbinas a gás	37
2.6.4. CV (Ciclo a Vapor)	39
a. Ciclo Rankine	40
b. ORC (Ciclo Orgânico Rankine)	41
c. Tipos de Acionadores	43
c ₁ . Expansores de parafuso	43
c ₂ . Turbinas Axiais e Radiais	44
2.6.5. Motores a vapor	45

2.7. Geração em Pequena Escala	46
3. Metodologia e Estudo De Caso (Região Norte)	49
3.1. Tecnologias utilizadas	49
3.2. Região Norte e Comunidades Isoladas	50
3.2.1. Usinas Termelétricas na Região Norte	53
3.3. Potencial de Biomassa na Região Norte (Resíduos Agrícolas)	54
3.3.1. Resíduos Agrícolas da Região Norte	55
3.4. Análise de geração de resíduos de biomassa	64
3.4.1. Estado de Rondônia	65
3.4.2. Estado de Acre	62
3.4.3. Estado de Tocantins	66
3.4.4. Estado de Amazonas	68
3.4.5. Estado de Pará	69
3.4.6. Estado de Roraima	72
3.4.7. Determinação dos casos a serem avaliados	76
3.5. Modelagens Termodinâmicas dos Sistemas de Geração de Eletricidade	77
Determinação de parâmetros para modelagem	77
3.5.1. Ciclo Rankine Orgânico	78
a. Fundamentação termodinâmica para Ciclo Rankine Orgânico (ORC)	79
b. Equações da Turbina	80
c. Equações no Condensador	82
d. Equações da bomba de água de resfriamento do condensador	82

e. Equações da bomba do sistema	83
f. Equações do Regeador	85
g. Equações da Caldeira	85
3.5.2. Ciclo Rankine	88
3.5.3. Biodigestão	91
3.5.4. Gaseificação	97
3.6. Análise das simulações por estados	104
3.6.1. Viabilidade técnica dos diferentes casos	104
a. Estado de Rondônia	112
b. Estado do Acre	113
c. Estado do Tocantins	114
d. Estado de Amazonas	116
e. Estado de Pará	116
f. Estado de Roraima	120
4. Avaliação Econômica	131
4.1. Custos de geração	131
4.1.1. Indicadores econômicos	132
a. Valor presente líquido (VPL)	132
b. Taxa Interna de Retorno (TIR)	132
4.1.2. Custo de geração com usinas óleo diesel	133
4.1.3. Custo das plantas de geração	135
4.1.4. Cálculo dos indicadores econômicos	138

4.1.5. Análise de sensibilidade	145
4.2. Resultados finais	175
5. Conclusões e Recomendações	181
Dificuldades e recomendações	184
6. Referências Bibliográficas	185
APÊNDICES	201

Lista de Figuras

	Pag.
Figura 1.1 - Geração Termoelétrica Na Região Norte [17]	2
Figura 1.2 - Comparação do Custo de Geração no Sistema Interligado Nacional e Sistemas Isolados (R\$/MWh)	5
Figura 2.1 - Rotas de conversão de energia de biomassa. Fontes:[43,52,54]	20
Figura 2.2- Representação esquemática de uma prensa hidráulica. Fonte: [59]	23
Figura 2.3 - Classificação dos gaseificadores atendendo à direção relativa de movimentação do gás e da biomassa: a) Gaseificadores de leito fixo, b) Gaseificadores de leito fluidizado. fonte:[63].	26
Figura 2.4- Motor de combustão interna (Caterpillar). Fonte: [65]	31
Figura 2.5- Classificação geral dos motores de combustão estacionários. Fonte:[66]	33
Figura 2.6 – (a) Reprodução do desenho que mostra o primeiro motor Stirling a partir da especificação de patente de 1816 (versão de Londres). (b) Motor Stirling. Fonte: [67] [45]	34
Figura 2.7 – (a) Princípio de trabalho do motor Stirling (a) Tipo Alfa, (b) Tipo Beta, (c) tipo Gama. Fonte: [68]	35
Figura 2.8 - (a) Representação esquemática de uma turbina a gás típica. (b) Representação esquemática de uma turbina a gás com combustão externa. Fonte:[70].	38
Figura 2.9 - Microturbina em corte. Fonte:[65]	39
Figura 2.10 - Esquema de um Ciclo Vapor e Diagrama TS Isentrópico. Fonte: [74]	41
Figura 2.11 - Ciclo Rankine Orgânico Indireto (a), Ciclo Rankine Orgânico e diagrama TS (b). Fonte:[76]	42
Figura 2.12 - Expansor de Parafuso sem fim. Fonte: [44]	44

Figura 2.13 – Comparação de uma turbina Axial e uma radial. Fonte: [44]	45
Figura 2.14 - Motor a vapor de 301 kWe da empresa spilling. Fonte: [80]	46
Figura 3.1 - Atendimento na Região Norte. Fonte: [96,100]	52
Figura 3.2 – Distribuição das Lavouras Na Região Norte. Fonte:[102]	54
Figura 3.3 – Quantidades geradas das diferentes lavouras na Região Norte de Brasil.Fonte: [102]	56
Figura 3.4 - Municípios da Região Norte. Fonte:[101]	64
Figura 3.5 – Resíduos por Município estado de Rondônia	65
Figura 3.6 – Resíduos por Município estado de Acre	66
Figura 3.7 – Resíduos por Município estado de Tocantins	67
Figura 3.8 – Resíduos por Município estado de Amazonas	69
Figura 3.9 – Resíduos por município para o Estado do Pará (para municípios com uma produção de resíduos maior que 1000 ton/ano)	70
Figura 3.10 – Resíduos por Município estado de Para (Menores que 1000 ton/ano)	71
Figura 3.11 – Resíduos por Município estado de Roraima (Maiores do que 5000 ton/ano)	73
Figura 3.12 – Resíduos por Município estado de Roraima (Menores do que 5000 ton/ano)	74
Figura 3.13- Tecnologias a serem utilizadas para cada tipo de resíduos	76
Figura 3.14 - Esquema do Ciclo Rankine Orgânico	79
Figura 3.15 - Eficiência dos Sistemas de Ciclo Rankine	88
Figura 3.16 - Modelagem ciclo rankine no Gate Cycle	89
Figura 3.17 - Eficiência dos Sistemas de Ciclo Rankine Orgânico	91

Figura 3.18 - Esquema de Biodigestão	92
Figura 3.19 - Eficiência dos Sistemas de Biodigestão	96
Figura 3.20 - Esquema de queima do Biogás no Gate Cycle	97
Figura 3.21 - Esquema de geração com Gaseificação	98
Figura 3.22 - Esquema geral do modelo de Gaseificação. Fonte: [152]	99
Figura 3.23 - Composição (Fração molar) do gás de gaseificação das diferentes biomassas (Resíduos de Arroz e Soja)	100
Figura 3.24 - Composição (Fração molar) do gás de gaseificação das diferentes biomassas (Resíduos Milho e Cana-de-açúcar)	100
Figura 3.25 - Poder calorífico inferior do gás produzido na de gaseificação de diferentes tipos de biomassas analisadas neste trabalho	101
Figura 3.26 - Eficiência dos sistemas de gaseificação analisadas neste trabalho	103
Figura 3.27 – Potência aproveitável do combustível na primeira parte dos casos do Ciclo Rankine convencional	105
Figura 3.28 – Potência aproveitável do combustível na segunda parte dos casos do ciclo Rankine convencional.	106
Figura 3.29 – Potência que aproveitável no combustível na primeira parte dos casos do ciclo ORC.	108
Figura 3.30 – Potência aproveitável no combustível na segunda parte dos casos do ciclo ORC.	109
Figura 3.31 – Potência aproveitável no combustível nos diferentes casos da biodigestão.	110
Figura 3.32 – Potência aproveitável no combustível nos diferentes casos da gaseificação	111
Figura 3.33 – (a) Distribuição dos Casos, (b) Viabilidade Técnica por tecnologia	112

Figura 3.34 – Geração de energia para o Estados de Rondônia e do Acre.	113
Figura 3.35 – Geração de energia para o Estado do Tocantins.	114
Figura 3.36 – Geração de energia para o Estado do Pará (municípios com uma produção de resíduos maior do que 1000 ton/ano)	118
Figura 3.37 – Geração de energia para o Estado de Roraima para os municípios com uma produção de resíduos inferior a 5000 ton/ano	121
Figura 3.38 – Geração de energia do Estado de Roraima para os municípios com uma produção de resíduos superior a 5000 ton/ano	123
Figura 3.39 – Comportamento do consumo de energia por domicílio do ano 1990 até 2024	128
Figura 4.1 – Custo Total da Geração Com Óleo Diesel (Milhões de US\$/ano)	135
Figura 4.2 – custo de investimento para a montagem das plantas (milhões de US\$)	137
Figura 4.3 – VPL com uma TMA de 7,16% para o ciclo Rankine convencional.	140
Figura 4.4 – VPL com uma TMA de 7,16% para o ciclo ORC, para a biodigestão anaeróbia e para a gaseificação da biomassa.	141
Figura 4.5 – VPL com sub-rogação do investimento à CCC, com uma TMA de 7,16% para o ciclo Rankine convencional dos casos analisados	144
Figura 4.6 – VPL com sub-rogação do investimento À CCC com uma TMA de 7,16% para o ciclo ORC, biodigestão anaeróbia e gaseificação	145
Figura 4.7 – VPL dos diferentes casos analisados para o ciclo Rankine com valor da TMA igual a 12%.	147
Figura 4.8 – VPL com TMA de 12% para o ciclo ORC, biodigestão e gaseificação	148
Figura 4.9 – VPL para uma TMA de 15% para o ciclo Rankine convencional.	149

Figura 4.10 – VPL para uma TMA de 15% para o ciclo ORC, biodigestão e gaseificação	150
Figura 4.11 – VPL com sub-rogação do investimento à CCC para uma TMA de 12% para o ciclo Rankine convencional.	152
Figura 4.12 – VPL com sub-rogação da CCC para uma TMA de 12% para o ciclo ORC, biodigestão anaeróbia e gaseificação	153
Figura 4.13 – VPL com sub-rogação com TMA de 15% para o ciclo Rankine convencional	154
Figura 4.14 – VPL com sub-rogação da CCC para uma TMA de 15% para o ciclo ORC, biodigestão e gaseificação	155
Figura 4.15 – TIR e valores da TMA aplicadas para o ciclo Rankine convencional.	156
Figura 4.16 – TIR e TMA aplicadas para o ciclo ORC, biodigestão anaeróbia e gaseificação.	157
Figura 4.17 – TIR e TMA aplicadas com sub-rogação para o Ciclo Rankine convencional	158
Figura 4.18 – TIR e TMA com sub-rogação aplicadas para o ciclo ORC, biodigestão anaeróbia e gaseificação.	159
Figura 4.19 – Custos de Geração Elétrica com os Diferentes Casos para o Ciclo Rankine	160
Figura 4.20 – Custos de Geração Elétrica com os Diferentes Casos para o Ciclo Rankine Orgânico, Biodigestão, Gaseificação	161
Figura 4.21 – Custo de investimento e VPL para as cidades de Palmas Estado de Tocantins	162
Figura 4.22 – Custo de investimentoVPL para as cidades de Aveiro no Estado de Para	163
Figura 4.23 – Custo de investimento e VPL para as cidades de Conceição do Araguaia no Estado de Para	164
Figura 4.24 – Custo de investimento e VPL para as cidades de Altamira no Estado de Para	165

Figura 4.25 – Custo de investimento e VPL para as cidades de São Félix do Xingu no Estado de Para	166
Figura 4.26 – Custo de investimento e VPL para as cidades de Guajará-Mirim do estado de Rondônia, Jordão do estado de Acre e Iracema no estado de Roraima	167
Figura 4.27 – Custo de investimento e VPL para as cidades de Amajari no Estado de Roraima	168
Figura 4.28 – Custo de investimento e VPL para as cidades de Bonfim no Estado de Roraima	169
Figura 4.29 – Custo de investimento e VPL para as cidades de Alto Alegre no Estado de Roraima	170
Figura 4.30 – Custo de investimento e VPL para as cidades de Cantá no Estado de Roraima	171
Figura 4.31 – Custo de investimento e VPL para as cidades de Normandia no Estado de Roraima	172
Figura 4.32 – Custo de investimento e VPL para as cidades de Rorainópolis no Estado de Roraima	173
Figura 4.33 – Custo de geração poupado com e sem Sub-Rogação	174
Figura 4.34 – Municípios e Usinas da Região Norte	176
Figura 4.35 – Informação Dos casos de acordo com a sua tecnologia	177
Figura 4.36 – Viabilidade Econômica dos casos sem Sub-rogação e Com Sub-rogação	178
Figura 4.37 – Resumo dos casos escolhidos por Região, Tecnologia, Cenário e tipo de resíduo.	179
Figura 4.38 – Economia gerada pelos sistemas de geração de energia propostos	180
Figura AI. 1 Geração Estado de Rondônia	202
Figura AI. 2 Geração Estado do Acre	202

Figura AI. 3 Geração Estado do Tocantins	203
Figura AI. 4 Geração Estado de Amazonas	203
Figura AI. 5 Geração Estado Pará (Municípios com Produções de Resíduos Menores a 1000 tons/ano).	204
Figura A1.6 Geração Estado de Para (Municípios com Produções de Resíduos Maiores a 1000 tons/ano)	204
Figura A1.7 Geração Estado de Roraima (Municípios com Produções de Resíduos Menores a 5000 tons/ano)	205
Figura A1.8 Geração Estado de Roraima (Municípios com Produções de Resíduos Menores a 5000 tons/ano)	205

Lista de Tabelas

	Pag.
Tabela 2.1 - Matriz de Energia Elétrica no Brasil. Fonte:[17]	12
Tabela 2.2 Classificação dos sistemas de geração de potência. Fonte: [17]	19
Tabela 2.3 – Partes do Ciclo para os diferentes tipos de motores Stirling. Fonte:[68]	36
Tabela 2.4 - Maturidade tecnológica e viabilidade comercial de diferentes tecnologias para a geração de eletricidade a partir da biomassa (A – Alta, M – Média, B – Baixa. Fonte:[60]	47
Tabela 3.1 – Principais características técnicas das diferentes tecnologias de geração de eletricidade consideradas. Fonte: elaboração própria.	50
Tabela 3.2 - ANNEL Matriz Energética do Brasil - Tipo de Usinas Em Operação Região Norte BIG - Banco de Informações de Geração. Fonte:[101]	53
Tabela 3.3 - lavouras temporárias e permanentes na região norte. Fonte:[102]	55
Tabela 3.4 - Fator de geração de resíduos e poder calorífico dos resíduos agrícolas. Fonte: [104,105,108-110,114,123,127,128,137].	62
Tabela 3.5 - Quantidade de resíduos agrícolas por município e tipo de biomassa.Fonte:[102]	63
Tabela 3.6 – Composição Bioquímica (% em peso seco) dos Resíduos de Mandioca e Composição Elementar (% em peso) dos diferentes resíduos de Biomassa. Fonte: [108,116].	75
Tabela 3.7 – Identificação dos casos a serem simulados tendo em conta as informações do estado seguido pelo município e o tipo de biomassa avaliada.	77
Tabela 3.8 – Parâmetros fixos para o modelagem com o ciclo Rankine	87
Tabela 3.9 – Parâmetros variáveis para o modelagem com o ciclo Rankine Fonte: [44,140-141]	87

Tabela 3.10 – Parâmetros fixos para o modelagem com o Ciclo Rankine Orgânico	89
Tabela 3.11 – Parâmetros variáveis para o modelagem com o ORC Fonte: [44,140-141,145]	90
Tabela 3.12 – Eficiência do Motor Alternativo de Combustão Interna e Quantidade de Biogás (Milhões de m ³ /ano). Fonte: [97]	95
Tabela 3.13 – Parâmetros para os cálculos das potências geradas através da Gaseificação de biomassa	102
Tabela 3.14 – Percentuais de atendimento com as diferentes tecnologias consideradas neste trabalho	126
Tabela 3.15 – Energia gerada com as diferentes tecnologias	127
Tabela 3.16 – Quantidade de domicílios atendidos com as diferentes tecnologias com respecto a consumo da media nacional	129
Tabela 3.17 – Quantidade de domicílios atendidos com as diferentes tecnologias com respeito a consumo médio de comunidades isolada	130
Tabela 4.1 - Características típicas de tecnologias de geração elétrica com biomassa.	131
Tabela 4.2 - custos do combustível, custos de operação e manutenção e custos de receita fixa	134
Tabela 4.3 – Custos de investimento, custos de operação e manutenção, custo de instalação e custo de construções civis	136
Tabela 4.4 – Custo de Investimento e VPL com TMA 7,16%	139
Tabela 4.5 – Custo de Investimento e VPL com uma TMA de 7,16% com sub-rogação do investimento à CCC	143
Tabela 4.6 – Custo de Investimento e VPL para valores da TMA iguais a 12% e 15%	146
Tabela 4.7 – Custo de Investimento e VPL para valores da TMA iguais a 12% e 15% com sub-rogação do investimento à CCC	151

Tabela 4.8 – Casos escolhidos por estado, cenário, tipos de resíduos e tecnologia	175
Tabela 4.9 – Eficiências dos sistemas para as tecnologias de acordo a sua faixa de potencia	177
Tabela 4.10 – Casos Escolhidos, % de atendimento e potencia a ser instalada	178

Lista de Abreviaturas e Siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CENBIO	Centro Nacional de Referência em Biomassa
CV	Ciclo a Vapor
EDR	Escritório de Desenvolvimento Regional
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GTON	Grupo Técnico Operacional da Região Norte
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
MACI	Motor Alternativo de Combustão Interna
MME	Ministério de Minas e Energia
MS	Motores Stirling
MTG	Microturbina a Gás
OCTE	Óleo combustível para turbina elétrica
OMTS	Octametiltrisiloxane
ORC	Ciclo Rankine Orgânico
PGE	Óleo para geração elétrica
RC	Ciclo Rankine
SER	Superintendência de Regulação Econômica
SIN	Sistema Interligado Nacional

TG	Turbinas a Gás
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa mínima de atratividade
VPL	Valor presente líquido
RO-GM-M	Estado Rondônia Município Guajará-Mirim / RO Resíduo de Mandioca
AC-JO-M	Estado Acre Município Jordão / AC Resíduo de Mandioca
AC-SRP-M	Estado Acre Município Santa Rosa do Purus / AC Resíduo de Mandioca
TO-NO-M	Estado Tocantins Município Nova Olinda / TO Resíduo de Mandioca
TO-PA-MI	Estado Tocantins Município Palmas / TO Resíduo de Milho (em grão)
TO-PA-SO	Estado Tocantins Município Palmas / TO Resíduo de Soja (em grão)
TO-PA-MI-SO	Estado Tocantins Município Palmas / TO Resíduo de Milho (em grão) -Soja (em grão)
AM-AN-CA	Estado Amazonas Município Atalaia do Norte / AM Resíduo de Cana-de-açúcar
AM-AN-M	Estado Amazonas Município Atalaia do Norte / AM Resíduo de Mandioca
AM-BA-M	Estado Amazonas Município Barcelos / AM Resíduo de Mandioca
AM-BRR-M	Estado Amazonas Município Barreirinha / AM Resíduo de Mandioca
AM-JA-M	Estado Amazonas Município Japurá / AM Resíduo de Mandioca
AM-JU-M	Estado Amazonas Município Juruá / AM Resíduo de Mandioca
AM-SAI-M	Estado Amazonas Município Santo Antônio do Içá / AM Resíduo de Mandioca
PA-AL-M	Estado Para Município Altamira / PA Resíduo de Mandioca
PA-AL-BA	Estado Para Município Altamira / PA Resíduo de Banana (cacho)

PA-AV-BA	Estado Para Município Aveiro / PA Resíduo de Banana (cacho)
PA-AV-M	Estado Para Município Aveiro / PA Resíduo de Mandioca
PA-AV-BA-M	Estado Para Município Aveiro / PA Resíduo de Banana (cacho) - Mandioca
PA-CA-M	Estado Para Município Conceição do Araguaia / PA Resíduo de Mandioca
PA-CA-MI	Estado Para Município Conceição do Araguaia / PA Resíduo de Milho (em grão)
PA-CA-AB	Estado Para Município Conceição do Araguaia / PA Resíduo de Abacaxi
PA-SFX-BA	Estado Para Município São Félix do Xingu / PA Resíduo de Banana (cacho)
PA-SFX-M	Estado Para Município São Félix do Xingu / PA Resíduo de Mandioca
PA-SFX-MI	Estado Para Município São Félix do Xingu / PA Resíduo de Milho (em grão)
PA-BA-M	Estado Para Município Bannach / PA Resíduo de Mandioca
PA-BE-M	Estado Para Município Benevides / PA Resíduo de Mandioca
PA-CH-BA	Estado Para Município Chaves / PA Resíduo de Banana (cacho)
PA-ME-M	Estado Para Município Melgaço / PA Resíduo de Mandioca
RR-AM-A	Estado Roraima Município Amajari / RR Resíduo de Arroz (em casca)
RR-BO-A	Estado Roraima Município Bonfim / RR Resíduo de Arroz (em casca)
RR-CA-M	Estado Roraima Município Cantá / RR Resíduo de Mandioca
RR-CA-A	Estado Roraima Município Cantá / RR Resíduo de Arroz (em casca)
RR-CA-M-A	Estado Roraima Município Cantá / RR Resíduo de Mandioca - Arroz (em casca)
RR-NO-A	Estado Roraima Município Normandia / RR Resíduo de Arroz (em casca)
RR-RO-M	Estado Roraima Município Rorainópolis / RR Resíduo de Mandioca

RR-RO-BA	Estado Roraima Município Rorainópolis / RR Resíduo de Banana (cachô)
RR-RO-M-BA	Estado Roraima Município Rorainópolis / RR Resíduo de Mandioca - Banana (cachô)
RR-AA-MI	Estado Roraima Município Alto Alegre / RR Resíduo de Milho (em grão)
RR-AA-SO	Estado Roraima Município Alto Alegre / RR Resíduo de Soja (em grão)
RR-AA-M	Estado Roraima Município Alto Alegre / RR Resíduo de Mandioca
RR-AA-MI-SO-M	Estado Roraima Município Alto Alegre / RR Resíduo de Milho (em grão) - Soja (em grão) - Mandioca
RR-CR-M	Estado Roraima Município Caracaraí / RR Resíduo de Mandioca
RR-IR-M	Estado Roraima Município Iracema / RR Resíduo de Mandioca
RR-MU-A	Estado Roraima Município Mucajaí / RR Resíduo de Arroz (em casca)
RR-MU-M	Estado Roraima Município Mucajaí / RR Resíduo de Mandioca
RR-PA-A	Estado Roraima Município Pacaraima / RR Resíduo de Arroz (em casca)
RR-UI-M	Estado Roraima Município Uiramutã / RR Resíduo de Mandioca

Simbologia

η_t = Eficiências da turbina (%)

h_1 = Entalpia especifica saindo da caldeira entrando na turbina (kJ/kg)

h_{2s} = Entalpia especifica isentrópico saindo da turbina entrando no regeador (kJ/kg)

h_2 = Entalpia especifica saindo da turbina entrando no regeador (kJ/kg)

P_{ev} = Potência entrega pelo vapor (kW)

η_{mec} = Eficiência mecânica do sistema (%)

P_{el} = Potência elétrica gerada no sistema (kW)

P_{eixo} = Potência de eixo na turbina (kW)

$\dot{m}_{vap}$ = fluxo mássico de vapor no sistema de geração (kg/s)

P_{liq} = Potência líquida gerada no sistema (kW)

η_{ge} = Eficiências no gerador elétrico (%)

P_{disp} = Potência disponível gerada no sistema (kW)

pe_{b1} = Potência especifica consumida pela bomba do sistema (kJ/kg)

pe_{bc} = Potência especifica consumida pela bomba do condensador (kJ/kg)

$\dot{m}_{ac}$ = fluxo mássico da água no sistema de resfriamento (kg/s)

h_{agr2} = Entalpia especifica da água de resfriamento saindo do condensador (kJ/kg)

h_{agr1p} = Entalpia especifica da água de resfriamento saindo da bomba entrando no condensador (kJ/kg)

h_3 = Entalpia especifica saindo do regeador entrando no condensador (kJ/kg)

h_4 = Entalpia especifica saindo do condensador entrando na bomba do sistema (kJ/kg)

η_b = Eficiências da bomba (%)

h_{agr1} = Entalpia especifica da agua de resfriamento entrando na bomba (kJ/kg)

h_{agr1ps} = Entalpia especifica isentrópico da agua de resfriamento saindo da bomba (kJ/kg)

v_{ac} = volume especifica da agua no sistema de resfriamento entrando na bomba (m³/kg)

p_{agr1} = pressão da agua de resfriamento na entrada da bomba (kPa)

p_{agr1p} = pressão da agua de resfriamento na saída da bomba (kPa)

h_{5s} = Entalpia especifica isentrópico saindo da bomba do sistema entrando no regeador (kJ/kg)

h_4 = Entalpia especifica saindo do condensador entrando na bomba do sistema (kJ/kg)

h_5 = Entalpia especifica saindo da bomba do sistema entrando no regeador (kJ/kg)

v_{vap} = volume especifica da agua entrando na bomba do sistema (m³/kg)

p_5 = pressão da agua na saída da bomba do sistema (kPa)

p_4 = pressão da agua na entrada da bomba do sistema (kPa)

h_3 = Entalpia especifica saindo do regeador entrando no condensador (kJ/kg)

η_{reg} = Eficiências do regeador (%)

h_6 = Entalpia especifica saindo do regeador entrando na caldeira (kJ/kg)

$\dot{m}_{comb}$ = fluxo mássico do combustível no sistema de geração (kg/s)

PCI = Poder Calorifico inferior do combustível (kJ/kg)

η_c = eficiências da caldeira (%)

Qa = Quantidade de Água (m³/dia)

Qs = Quantidade de Subtrato (m³/dia)

V_{CD} = Volume da Carga Diária (m³/dia)

V_{TB} = Volume Total do Biodigestor (m³/carga)

V_{CD} = Volume da Carga Diária (m³/dia)

T_{RH} = Tempo de retenção Hidráulica (30 dias)

I_{QBG} = Índice de Quantidade de Biogás gerado(m^3 /kg Mat.Fresco)

P_{PB} = Potencial de Produção de biogás (m^3 /kg SV)

ST = Sólidos Totais (%)

SV = Sólidos voláteis (%)

$Q_{com\ ger}$ = Quantidade de combustível gerado (m^3 /ano)

I_{QBG} = Índice de Quantidade de Biogás gerado (m^3 /kg Mat.Fresco)

Q_{TR} = Quantidade Total de Resíduos (kg/ano)

$E_{G\ ano}$ = Energia Gerada no ano (kWh/ano)

$Q_{com\ ger}$ = Quantidade combustível gerado (m^3 /ano)

F_{conv} = Fator de conversão do biogás em energia ($4,1\ kWh/m^3$) [147] [148]

P_{Inst} = Potencia a Instalar (kW)

$E_{G\ ano}$ = Energia Gerada no ano (kWh/ano)

$Disp$ = Disponibilidade do equipamento gerador

E_d = Energia disponível no gaseificador, (MJ/Ano)

m_{BT} = Massa de biomassa tratada, (kg/Ano)

$P\ C\ I$ = Poder calorífico inferior da biomassa,(MJ/kg)

η_g = Eficiência do gaseificador, (%)

P = Potência do gerador a Instalar (kW)

E_d = Energia disponível no gaseificador (MJ/ano)

Δt = Tempo de atendimento do motor de combustão interna considerando uma utilização de 95% do ano (s)

η_m = Eficiência do motor de combustão interna, unidade: (%)

B_p =benefício do projeto (\$ durante o ano t).

C_p = custo do projeto (\$ durante o ano t).

r = taxa de desconto (juros).

t = tempo.

n = período de vida útil do investimento (anos).

1. INTRODUÇÃO

Os ecossistemas naturais estão progredindo para uma ruptura do equilíbrio natural, ocasionada pela saturação da capacidade de renovação do ambiente. Ao longo dos anos esse processo apresentou uma tendência de crescimento, fazendo com que a natureza se modificasse mais rapidamente do que a capacidade natural de adaptação das espécies ao meio. O responsável por estas mudanças induzidas no ambiente natural é o ser humano. Todas as atividades e inter-relações humanas impactam o ambiente e nesse sentido, o ser humano vem sendo responsável por diversos impactos ambientais há séculos. Algumas das formas de geração de energia elétrica contribuem com a geração de impactos ambientais negativos, os quais afetam o planeta devido ao consumo de recursos não renováveis (combustíveis fósseis) e emissão de substâncias poluentes (partículas, CO₂, CO, NO_x, SO_x, etc.). Os efeitos destes impactos podem ser locais ou globais e estes se encontram relacionados à qualidade do ar, da água e do solo, os quais podem ocasionar complicações para a saúde humana e para os ecossistemas. Dentre os efeitos negativos mais importantes da geração de eletricidade estão as mudanças climáticas associadas às emissões de gases de efeito estufa e a poluição do ar causada pelas emissões de partículas [1].

Assim, a matriz energética mundial precisa ser diversificada com o objetivo de se tornar mais sustentável, baseando-se numa combinação diversificada de fontes de energia, abordando os desafios da segurança do abastecimento da energia e das alterações climáticas [2].

Atualmente, o mercado mundial de energia é dominado pelos combustíveis fósseis, ainda que esta fonte tenha demonstrado ser uma importante causa de problemas ambientais [3], seu uso é considerado uma das principais fontes antropogênicas de poluentes do ar [4–7]. A literatura mostra que mais de 70% da oferta global de eletricidade é suprida a partir de carvão, óleo combustível e gás natural. A Região Norte do Brasil tem uma forte participação de geração com combustíveis fósseis. A Figura 1.1 mostra a Geração Termoeletrica na Região Norte, na qual aproximadamente 95% da geração se dá com fonte fósseis, como o carvão, os óleos combustíveis, o óleo diesel e o gás natural.

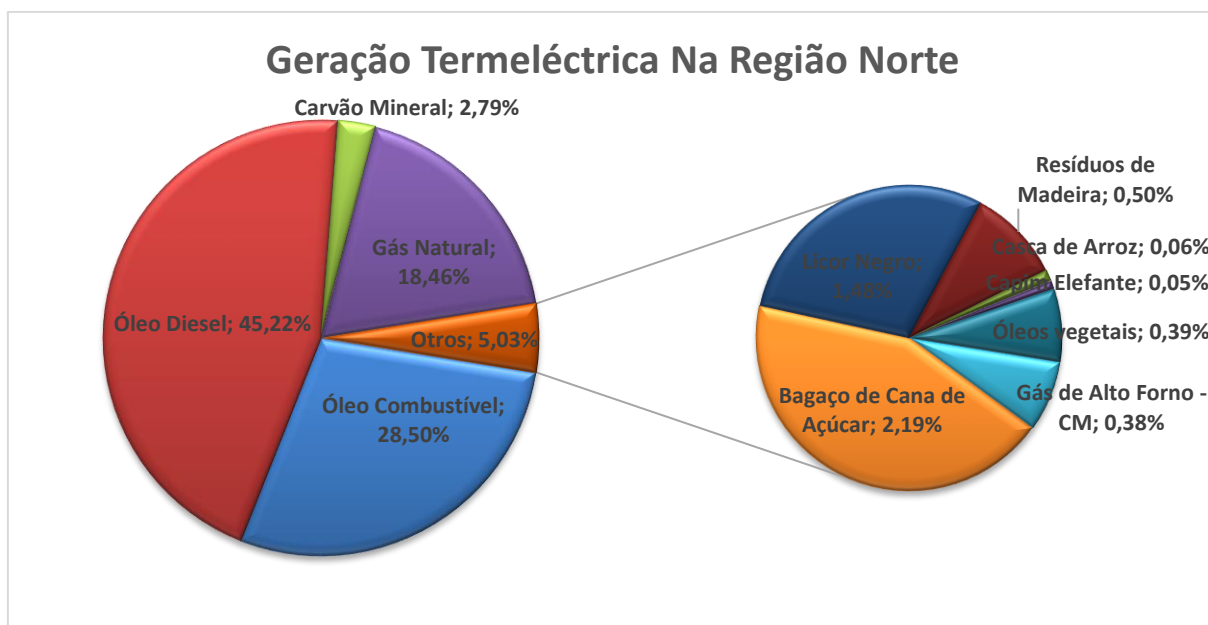


Figura1.1 - Geração Termoelétrica Na Região Norte [17]

O diesel também tem forte participação na geração de eletricidade em comunidades isoladas da rede elétrica, compondo cerca de 80% do consumo de combustível desses locais. O Greenpeace [8] mostra no seu relatório “[r]evolução energética: A Caminho do Desenvolvimento Limpo” que para as tecnologias de geração de energia elétrica a partir de fontes fósseis emite-se no mínimo 800 g de CO₂/kWh ao se utilizar carvão mineral como combustível, 700 g de CO₂/kWh para a utilização de óleo combustível e 300 g de CO₂/kWh quando se usa gás natural como combustível. O Brasil emitiu 445,9 milhões de toneladas de CO₂ equivalente em 2012 referentes à geração de energia [9].

No caso da biomassa, diferentemente dos combustíveis fósseis, na fase de crescimento, a mesma absorve o CO₂ e o libera novamente quando ela é queimada [9]. Assim quando não existem mudanças no uso do solo, teoricamente, o uso deste recurso não aumenta o teor de CO₂ na atmosfera e consequentemente não contribui para o efeito estufa [10].

O uso da biomassa pode ser útil para a geração de eletricidade em pequena escala, em comunidades isoladas que não possuem acesso ao sistema interligado nacional, os quais não contam com outra fonte de energia para a melhoria de suas condições de vida [11]. O Brasil possui um potencial muito grande para a geração de energia a partir da biomassa, porém atualmente apenas uma pequena fração dessa biomassa é utilizada para fins energéticos [12]. Com a finalidade de prover uma opção de geração de energia que não fique limitada ao fornecimento de combustíveis fósseis, apresenta-se neste trabalho uma análise das opções de geração com biomassa para estas comunidades isoladas.

1.1. Justificativa do Trabalho

Na atualidade a demanda global de energia, a depleção das reservas de combustíveis fósseis e as mudanças climáticas provocadas, essencialmente pelas emissões de CO₂, têm demonstrado a necessidade de pesquisas no uso de fontes de energia renováveis, tais como, a biomassa. Do ponto de vista energético a biomassa é definida como todo tipo de recurso renovável oriundo de matéria orgânica (de origem animal ou vegetal) que pode ser utilizada na produção de energia [13, 14].

De acordo com as informações do “*Renewable Energy Policy Network For The 21st Century* (REN 21)”, em 2012, no seu relatório “*Renewables 2014 Global Status Report*” a energia proveniente de fontes renováveis representou quase 19% do consumo energético mundial. Deste total, 10% são correspondentes ao consumo de energias renováveis modernas (biomassa moderna, fotovoltaica, eólica, pequenas centrais hidroelétricas) e 9% correspondente ao consumo da biomassa tradicional [15]. No o ano 2015, em sul América foram investidos mais de 16 bilhões de dólares em energias renováveis dos quais 40% foram executados no Brasil [16]. De acordo com o banco de informações de geração da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), atualmente o Brasil tem 530 usinas movidas à biomassa, correspondendo a um total de 13,94 GW instalados. Deste total, 395 usinas utilizam o bagaço de cana-de-açúcar (resíduo do setor sucroalcooleiro) como combustível, 3 empregam biogás gerado nos resíduos agropecuários, 3 usam capim elefante, 12 utilizam casca de arroz, 1 utiliza etanol, 2 óleos vegetais, 8 carvão vegetal, 10 gás de alto forno-biomassa, 2 lenha, 17 licor negro, 50 resíduos florestais, 11 biogás gerado por resíduos animais e 16 biogás gerado por resíduos sólidos urbanos [17]. Na relação das fontes internas, de acordo com Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) em 2015, a biomassa foi a primeira fonte renovável com uma participação do 16,9%, só superada pelos geração do petróleo e seus derivados (37,3%) [18].

De acordo com a Eletrobrás, os sistemas isolados brasileiros são na sua grande maioria térmicos (majoritariamente usina óleo diesel) e se encontram localizados e dispersos na região Norte, este atendimento é feito numa área de aproximadamente 45% do território brasileiro [19]. O território realmente é grande porque trata-se da região amazônica, porém quando se

analisa a população atendida, vê-se que somente 1,9% da população brasileira está no sistema isolado.

De acordo com o Grupo Técnico Operacional da Região Norte (GTON) no seu relatório “Sistemas Elétricos Isolados – Análise do Mercado de Energia Elétrica – Ciclo de planejamento 2009” [20] mostra-se que os Sistemas Elétricos Isolados se encontram nas localidades dos estados da região Norte, com exceção do estado de Tocantins e a parte interligada do Pará, e adição de algumas localidades específicas do Estado de Mato Grosso, na região Centro Oeste e no Nordeste, a ilha de Fernando de Noronha, que pertence ao Estado de Pernambuco.

De acordo Ministério de Minas e Energia (MME) [21] a geração acumulada dos sistemas isoladas entre janeiro e dezembro do ano 2014 foi de 12,62 GWh, de tal maneira que a geração em comunidades isoladas foi apenas uma pequena parcela da geração total no país (2,29% do total gerado neste período).

O Brasil realizou progressos significativos para alcançar os Objetivos de Desenvolvimento do Milênio (ODM), mas encontra-se atrasado em relação à uma série de questões sociais, como a redução da pobreza nas áreas rurais isoladas. Uma parcela da população rural que vive principalmente nas regiões Nordeste e Norte (Amazônia), nas comunidades isoladas não tem acesso a serviços de energia elétrica, devido a fatores socioeconômicos (pobreza), geográficos (difícil acesso pelos rios e florestas) e ambientais (restrições da legislação vigente) [22].

Dessa maneira, os custos de geração na região Norte são muito elevados. Por exemplo, no ano 2014 os custos totais de geração de eletricidade para as regiões atendidas pelo SIN foram R\$ 213/MWh [23]. As comunidades isoladas são normalmente atendidas por usinas de óleo diesel. O consumo de óleo diesel para a geração de energia é de 0,404 litro/kWh [24], e o custo do óleo diesel para o estado do Amazonas, de acordo com a publicação mais recente feita pelo governo no Diário Oficial da União, no mês de fevereiro de 2015, foi igual a R\$ 2,8556/litro [25].

Levando em consideração todas as informações apresentadas anteriormente, desenvolveu-se a Figura 1.2 que mostra inicialmente as informações dos custos de geração no sistema interligado nacional. Seguidamente mostra-se o custo oficial e não oficial do diesel nas comunidades isoladas. Além disso, são consideradas as possíveis perdas na geração, que de

acordo com os trabalhos consultados na literatura [25] pode chegar a 30%, devido à falta de manutenção dos equipamentos, que é muito comum nas zonas não interconectadas pelo fato do difícil acesso.

Assim os custos de geração nesta região poderiam alcançar até R\$ 1.500/MWh. De acordo com a literatura [25] em alguns municípios da Amazônia, em locais distantes e de difícil acesso, o preço do óleo diesel pode chegar até a R\$ 6,00/litro. Sendo assim, o custo da geração nestes locais poderia atingir até R\$ 2.424/MWh, e caso se considere as perdas por falta de manutenção poderia atingir mais de R\$ 3.150/MWh.

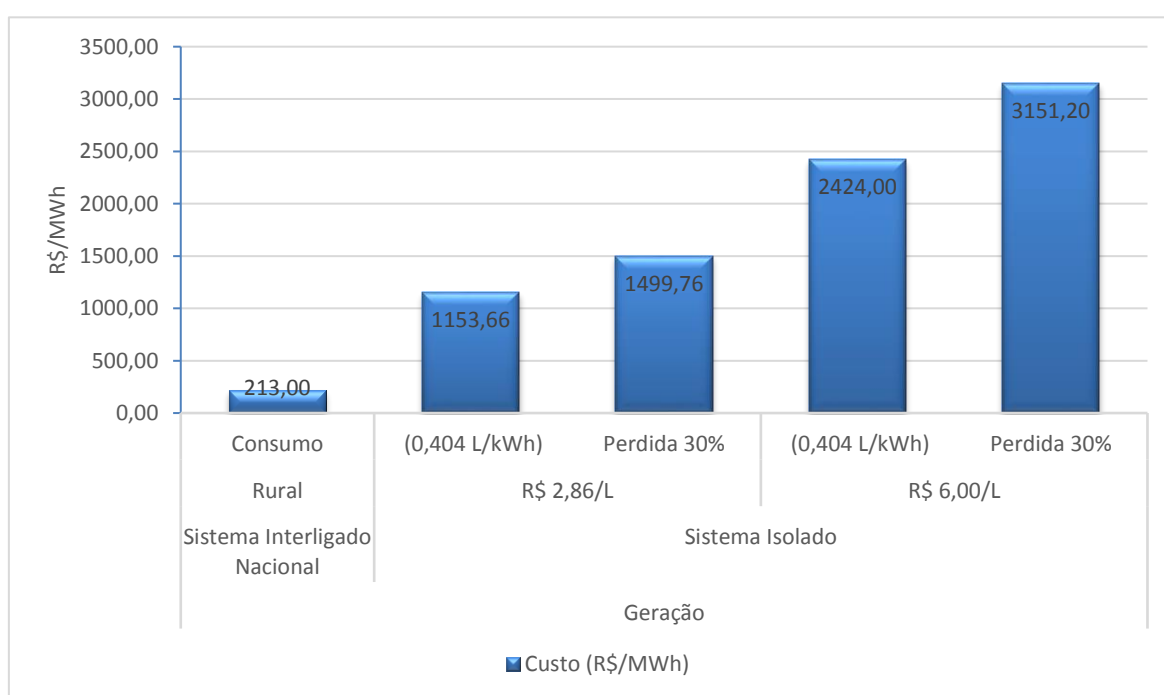


**Figura 1.2 - Comparação do Custo de Geração no Sistema Interligado Nacional e Sistemas Isolados (R\$/MWh).
Fonte: [23-25]**

Os custos de geração deste tipo de usina, utilizando os dados acima mencionados, seria de mais de R\$ 1.150/MWh, sem ter em conta os custos de manutenção e operação. Além disso, deve-se considerar que, devido a distante localização destes municípios, os serviços de manutenção nas usinas não são feitos com regularidade, o que acarreta um aumento de até 30% no consumo de diesel [25].

Tendo estes antecedentes como base foi desenvolvida uma revisão do estado de desenvolvimento de trabalhos com o objetivo de determinar potenciais para geração com outras fontes nestes locais. Destes foram encontrados alguns estudos como o atlas de Bioenergia desenvolvido pelo CENBIO em 2012 e trabalhos desenvolvidos pelo MME e o EPE sobre

inventários energéticos de resíduos, porém seus cálculos de disponibilidade de energia carecem de rigor técnico devido às quantidades de lugares avaliados. Entre esses estudos, vários são relacionados a implementações nos estados de Pará e Amazonas. No entanto, estes são mais específicos limitando-se a apenas uma tecnologia. Além disso, poucos incluem avaliação econômica e não consideram determinadas características importantes dos locais como, por exemplo, a sub-rogação. Nesse contexto, uma grande oportunidade foi evidenciada para a realização de uma análise mais elaborada sobre as diferentes tecnologias de conversão de energia (com rigor técnico) que inclua uma avaliação econômica, fatores importantes como a sub-rogação e que tenha como base a região Norte do Brasil, que representa cerca 40% da área territorial do país.

1.2. Objetivos do Trabalho

1.2.1. Objetivo geral

O objetivo principal deste trabalho é realizar uma avaliação técnico-econômica de diferentes tecnologias de geração de eletricidade para o aproveitamento energético de resíduos de biomassa em escalas inferiores a 1 MW a serem aplicadas em comunidades isoladas da região Norte do Brasil.

1.2.2. Objetivos específicos

- Realizar uma revisão bibliográfica sobre o estado-da-arte das diferentes tecnologias de geração de eletricidade disponíveis para o aproveitamento energético de resíduos de biomassa.
- Desenvolver uma base de dados com as informações dos custos, fabricantes e estado atual de desenvolvimento de cada tecnologia de geração de eletricidade a partir de biomassa.

- Determinar as quantidades disponíveis dos diferentes tipos de resíduos de agricultura (lavouras) na região Norte do Brasil.
- Avaliar as diferentes alternativas selecionadas para a geração de energia segundo os critérios termodinâmicos.
- Avaliar economicamente as alternativas selecionadas, estabelecendo indicadores de desempenho para as diferentes tecnologias existentes e determinação dos fatores que mais contribuem para a viabilidade econômica das diferentes alternativas de geração selecionadas.

1.3. Estrutura da Dissertação

Esta dissertação se encontra organizada em seis (6) capítulos.

No CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO: são apresentadas as justificativas que motivaram o estudo deste trabalho, o objetivo geral e os específicos, assim como a estrutura da dissertação.

No CAPÍTULO 2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA: é apresentado o estado atual da matriz energética e da biomassa no Brasil, os processos e tecnologias para a conversão energética da biomassa em eletricidade.

No CAPÍTULO 3 – METODOLOGIA E ESTUDO DE CASO (REGIÃO NORTE): inicialmente são apresentadas as informações da região escolhida para o estudo, considerando o potencial de geração de biomassa (resíduos agrícolas) nesta região por município. Neste capítulo é apresentado o estudo de caso, com o cruzamento dos diferentes bancos de dados (produção de agricultura das diferentes lavouras e capacidade de geração das usinas óleo diesel) para a determinação dos municípios analisados, das biomassas que podem se utilizar, das potências de geração e as modelagens termodinâmicas das diferentes tecnologias escolhidas.

No CAPÍTULO 4 – AVALIAÇÃO ECONÔMICA: apresenta-se o estudo realizado sobre a geração em pequena escala com biomassa nas comunidades isoladas, bem como as informações coletadas dos custos de geração com biomassa nos municípios escolhidos, e

finalmente os cálculos dos indicadores econômicos para os diferentes estudos de caso aplicados neste trabalho, assim como um resumo dos resultados finais deste trabalho.

No CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES: são apresentadas as conclusões e recomendações decorrentes do trabalho.

No CAPÍTULO 6 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS: são apresentadas as referências bibliográficas utilizadas no trabalho.

2. Revisão Bibliográfica

Dentro da revisão bibliográfica desenvolvida neste trabalho encontram-se uma abordagem sobre os aspectos gerais da geração de energia, logo uma visão da matriz energética do Brasil, ao final é feita uma análise sobre os aspectos gerais da biomassa, seus tipos de processos e tecnologias disponíveis.

2.1. Aspectos gerais da geração de energia

Desde o início da história da humanidade a energia sempre esteve presente na vida dos homens, sendo um dos pilares da sociedade moderna e de caráter essencial para seu desenvolvimento. No entanto, o desenvolvimento econômico, o padrão consumista da sociedade e os problemas ambientais atuais geraram a necessidade de um abastecimento adequado, confiável e sustentável de energia, por isso, os países devem diversificar suas matrizes energéticas, a fim de suprir suas demandas. Contudo, a geração de energia deve procurar ser sustentável, tanto do ponto de vista econômico quanto ambiental [26].

A segurança do abastecimento, sustentabilidade e preocupações ambientais são questões fundamentais que continuam a fortalecer a energia proveniente da biomassa no setor energético [27]. O Greenpeace mostrou que no mundo mais de 1,3 bilhão de pessoas não têm acesso à eletricidade [8], a ANEEL mostra que o Brasil ainda possui 1 milhão de residências sem luz. De acordo com as informações fornecidas pelo World Energy Outlook 2012, o uso de energias renováveis foi de 1684 milhões de toneladas equivalentes de petróleo, cuja metade foi gerada através de biomassa, no ano 2010. O valor do uso das energias renováveis representa em porcentagem, 13% da demanda global de energia primária [28].

Na União Europeia, propõe-se no “*Renewable Energy Road Map*” estabelecer uma meta obrigatória de 20% de participação das energias renováveis no fornecimento de energia até 2020, e de 10% para os biocombustíveis [29].

O Brasil tem realizado grandes esforços para aumentar a capacidade de geração de eletricidade a partir de energias renováveis. No ano 2010 realizou-se um planejamento para os próximos 10 anos, no qual pretendia-se aumentar em aproximadamente 80% a participação das energias renováveis na capacidade total instalada do país. Espera-se que este objetivo seja alcançado, principalmente a partir de pequenas centrais hidrelétricas, mas considerando também a inclusão de energia solar, eólica e biomassa [28].

O acesso à eletricidade é uma das chaves para o desenvolvimento, proporcionando iluminação, aquecimento e força motriz para usos produtivos e comunicação. Existe um grande número de pessoas privadas dos serviços de fornecimento de energia elétrica, e esse número cresce apesar dos programas de eletrificação rural, pois estes não são suficientes para abranger o aumento populacional. Além disso, boa parte destas pessoas vive em comunidades ou áreas isoladas, distantes e de difícil acesso. Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME) no Brasil, em la atualidade, existiam cerca de 1 milhão de domicílios rurais sem atendimento de energia elétrica (5 pessoas por domicílio), o que significa que 5 milhões de brasileiros viviam no meio rural sem acesso a esse serviço público. Ainda, de acordo as estatísticas do MME, em 2004, dos 5.507 municípios do Brasil, somente 214 municípios tinham todos os domicílios com energia elétrica [30], pelo qual foi implementado no país o programa luz para todos com a finalidade de diminuir a quantidade de domicílios sem atendimento no país. No entanto, a maior parte das soluções são sistemas de geração com fontes fóssil, cujo maior problema é o difícil acesso para a entrega do combustível.

Neste contexto, a utilização de fontes de energias renováveis pode contribuir para melhorar a qualidade de vida das pessoas. Isto é especialmente verdadeiro em áreas isoladas, autônomas, onde o acesso a fontes de energia renováveis pode ser a solução tecnicamente mais viável para o atendimento da demanda energética local, devido à grande disponibilidade de recursos lignocelulósicos existentes nessas comunidades [31].

2.2. Matriz Energética Do Brasil

De acordo com o relatório de CLIMATE SCOPE 2014, no ano 2013, na América Latina e Caribe tinha-se uma capacidade instalada de 354,9 GW, dos quais 149,7 GW correspondiam a hidroelétricas de grande porte, 71,4 GW termoelétricas a gás natural, 48 GW a energias geradas dos combustíveis fósseis incluído o diesel, 30,6 GW de energias limpas, 23,5 GW a energia nuclear, 20,1 GW de outras fontes como o Calor de Processo e 11,6 GW de energia com fonte de carvão. O Brasil foi o segundo país com a maior capacidade de geração com fontes renováveis no relatório Climate Scope 2014 [32].

A matriz energética do Brasil é uma das mais reconhecidas a nível mundial, pelo qual o Brasil foi o convidado de honra da ONU para apresentar sua experiência em energias renováveis no fórum anual da “Iniciativa Energia Sustentável para Todos”. O Brasil tem cumprido os compromissos assumidos na Conferência das Nações Unidas sobre Desenvolvimento Sustentável (Rio +20), assegurando, dentre outras ações estratégicas, uma matriz limpa, por meio do fomento à diversificação de fontes renováveis de energia, e do incremento da eficiência energética [33].

A energia no Brasil tem diferentes origens. Segundo a ANEEL as fontes de energia no Brasil são: biomassa, eólica, fóssil, hídrica, nuclear, solar e as importações dos países vizinhos (Paraguai, Argentina, Venezuela e Uruguai). Na Tabela 2.1 apresentam-se os dados da matriz energética do Brasil, na qual são mostrados os tipos de fontes, desde os grupos mais gerais, e como estes estão compostos de maneira mais específica. Nesta tabela observa-se que a capacidade instalada no Brasil é maior que 140 GW, dos quais o 6,37% são gerados a partir dos derivados do petróleo. Além disso, também tem-se 1174 usinas a óleo diesel, o que representa 2,56% da geração total no Brasil [17].

Tabela 2.1 - Matriz de Energia Elétrica no Brasil. Fonte:[17]

MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA (N.A.: Não Aplica)										
Fonte	Total Fonte		Fonte	Total Tipo geral		Fonte	Capacidade Instalada			
Origem	(KW)	%	Tipo	(KW)	%	Tipo Específico	Nº de Usinas	(KW)	%	Nº de Usinas
Biomassa	12.222.008	8,72%	Agroindustriais	9.860.926	7,04%	Bagaço de Cana de Açúcar	383	9.789.971	6,99%	397
						Biogás-Agrícola	2	1.722	0,00%	
						Capim Elefante	2	31.700	0,02%	
						Casca de Arroz	10	37.533	0,03%	
			Biocombustíveis líquidos	19.110	0,01%	Óleos vegetais	3	19.110	0,01%	3
			Floresta	2.273.802	1,62%	Carvão Vegetal	7	54.900	0,04%	74
						Gás de Alto Forno - Biomassa	5	92.865	0,07%	
						Licor Negro	17	1.785.102	1,27%	
						Resíduos de Madeira	45	340.935	0,24%	
			Resíduos animais	1.199	0,00%	Biogás - RA	11	1.199	0,00%	11
			Resíduos sólidos urbanos	66.971	0,05%	Biogás - RU	11	66.971	0,05%	11
Eólica	4.227.838	3,02%	Cinética do vento	4.227.838	3,02%	Cinética do vento	196	4.227.838	3,02%	196
Hídrica	88.270.961	62,98%	Potencial hidráulico	88.270.961	62,98%	Potencial hidráulico	1145	88.270.961	62,98%	1145
Nuclear	1.990.000	1,42%	Urânio	1.990.000	1,42%	Urânio	2	1.990.000	1,42%	2
Solar	14.681	0,01%	Radiação solar	14.681	0,01%	Radiação solar	235	14.681	0,01%	235
Fóssil	25.263.728	18,03%	Carvão mineral	3.593.155	2,56%	Calor de Processo - CM	1	24.400	0,02%	22
						Carvão Mineral	13	3.389.465	2,42%	
						Gás de Alto Forno - CM	8	179.290	0,13%	
			Gás natural	12.589.996	8,98%	Calor de Processo - GN	1	40.000	0,03%	122
						Gás Natural	121	12.549.996	8,95%	
			Outros Fósseis	149.300	0,11%	Calor de Processo OF	2	149.300	0,11%	2
			Petróleo	8.931.277	6,37%	Gás de Refinaria	7	339.960	0,24%	1230
						Óleo Combustível	34	4.083.973	2,91%	
						Óleo Diesel	1174	3.582.136	2,56%	
						Outros Energéticos de Petróleo	15	925.208	0,66%	
Importação	8.170.000	5,83%	Paraguai	8.170.000	5,83%	N.A.	N.A.	5.650.000	4,03%	N.A.
			Argentina			N.A.	N.A.	2.250.000	1,61%	
			Venezuela			N.A.	N.A.	200.000	0,14%	
			Uruguai			N.A.	N.A.	70.000	0,05%	
Total	140.159.216	100,00%	Total	140.159.216	100,00%	Total	3450	140.159.216	100,00%	3450

2.3. Fontes de Energia

A partir da explosão industrial e urbana do século XIX, a poluição atmosférica aumentou consideravelmente, de tal forma que as relações entre o homem e seu meio ambiente tornaram-se totalmente alteradas. A Revolução Industrial rompeu de vez com o equilíbrio que ainda era possível ser mantido com a natureza [34].

Com o objetivo de limitar os efeitos do aquecimento global, o qual em grande parte depende do setor elétrico, e simultaneamente cumprir a crescente demanda de energia elétrica, tem-se feito grandes investimentos em pesquisas de diversas opções para geração elétrica, incluindo o desenvolvimento de sistemas de geração de energia renovável, entre os quais se destacam a energia eólica, solar e Biomassa tradicional, entre outros. Estes sistemas permitem a diversificação da matriz energética, além de reduzir a dependência dos combustíveis fósseis, como carvão e petróleo, cuja utilização é responsável pela emissão de grande parte dos gases que provocam o efeito estufa. Além disso, também podem operar como fontes complementares a grandes usinas hidrelétricas, cujos principais potenciais já foram quase integralmente aproveitados nos países desenvolvidos [35, 36].

2.3.1. Aspectos Gerais da Biomassa

Logo da revisão da literatura é possível definir a biomassa como todo tipo de matéria orgânica de origem animal ou vegetal (biológico de origem recente). De acordo com a sua origem, pode ser florestal (carvão vegetal, resíduos de madeira), agrícola (culturas energéticas, resíduos agrícolas como palha de soja, casca de arroz e bagaço de cana-de-açúcar, dentre outras) e rejeitos urbanos, industriais e animais (sólidos ou líquidos, como os resíduos sólidos urbanos, resíduos de materiais orgânicos, resíduos animais) que possa ser transformada em algum de seus derivados, como a biomassa sólida (brinquetes e pellets), biomassa gasosa (biogás) e biocombustíveis líquidos (óleos vegetais e biodiesel) [8, 36,39-44].

A quantidade estimada de biomassa existente na Terra é da ordem de 1,8 trilhões de toneladas. Esta massa, quando confrontada com o grau de eficiência média das usinas em operação no mundo, aponta para uma capacidade de geração de 11 mil TWh por ano no longo prazo ou total de energia gerada dos países membros da Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) no ano 2014 (10.712 TWh) [39].

A biomassa possui um grande potencial e certamente irá desempenhar um importante papel no futuro, juntamente com outras fontes de energias renováveis para ajudar a reduzir as emissões de gases de efeito estufa. A biomassa é a quarta fonte de energia mais utilizada em todo o mundo (depois do petróleo, do carvão e do gás natural), mas o uso de energia de materiais lignocelulósicos ainda é limitado devido a sua baixa densidade energética e a complexidade da cadeia logística de abastecimento [2].

Há diversas vantagens na utilização da biomassa diretamente como combustível, por exemplo, as emissões de poluentes atmosféricos são menores. Os teores de cinzas presentes na biomassa são menores do que os do carvão mineral, o que reduz a quantidade de cinzas que precisam ser dispostas no meio ambiente. Elevados teores de cinzas contribuem para a redução do poder calorífico da biomassa, uma vez que os minerais não participam da combustão, mas são contabilizados na massa do combustível.

Outro fator a ser considerado em relação à composição é o comportamento das cinzas nas condições de queima. Altos teores de cinzas diminuem a eficiência de combustão, já que se necessita de um maior consumo de oxigênio. Da mesma maneira que a umidade, o teor de cinzas interfere no poder calorífico e causa perda de energia. Dependendo dos elementos presentes, as cinzas podem fundir formando escória no interior do combustor, causando paradas não programadas no processo de combustão. Entretanto, deve ser observado que em comparação com combustíveis fósseis sólidos, a biomassa contém muito menos carbono e mais oxigênio e, como consequência, tem um baixo poder calorífico.

Além disso, o conteúdo de cloro de certas biomassas, como o de algumas palhas, pode exceder o nível encontrado no carvão, o qual é prejudicial pelo grau de corrosão que isto implica para os metais dos equipamentos. Como acontece com qualquer tipo de combustível, a queima direta da biomassa deve ser adequadamente administrada de forma sustentável. Assim, o desmatamento deve ser evitado, pois pode diminuir a diversidade genética de nossas florestas, com todos os prejuízos associados [40].

2.3.2. Tipos de biomassa

A biomassa possui diversas classificações na literatura. Neste trabalho são mostrados os tipos de biomassas de acordo com a sua apresentação. Nesta classificação tem-se a biomassa sólida, a biomassa gasosa (biogás) e a biomassa líquida, mais conhecida como biocombustíveis, as quais são definidas a seguir:

Biomassa Sólida

Por biomassa sólida pode ser considerada todo tipo de material vegetal com um baixo conteúdo de umidade. Outro tipo de biomassa sólida são os resíduos sólidos urbanos de origens industrial, doméstica, hospitalar, comercial, agrícola, de serviços e de varrição. Dos resíduos de material vegetal os mais utilizados são a madeira e os resíduos agrícolas, tais como: ramos, cascas, palhas, coroas, colmos, folhas e bagaços de diversas origens [45, 46].

A biomassa sólida de origem vegetal (exemplo: resíduos de agricultura) pode ser empregada na geração de eletricidade através de diferentes rotas de conversão, que podem ser compostas por processos físicos, termoquímicos e biológicos. As rotas de conversão descritas são compostas por subprocessos, destes subprocessos, entre os mais utilizados no mundo para geração de energia elétrica pode-se destacar a gaseificação, a biodigestão anaeróbia e a queima direta. Ao fazer a conversão da biomassa sólida pelo método da gaseificação e através da biodigestão anaeróbia obtém-se um gás combustível para o acionamento de máquinas térmicas, tais como, motores de combustão interna, turbinas a gás, ou células a combustível. No caso da queima direta gera-se vapor para o acionamento de turbinas a vapor, as quais estão conectadas a geradores elétricos. Destas tecnologias, são consideradas convencionais aquelas associadas à geração de vapor e à gaseificação para acionamento de motores de combustão interna [47].

b. Biomassa gasosa: Biogás

A obtenção de biogás pode ser originada através de resíduos (efluentes e dejetos) agropecuários (biodigestão anaeróbia de resíduos de agricultura, aves, bovinos e suínos), ou humanos (resíduos sólidos urbanos e dejetos humanos). Por questões econômicas, seu uso fica restrito ao próprio local onde ele é produzido, porque o resfriamento para sua liquefação, e posterior transporte para outro local, tem uma eficiência energética final muito reduzida [45].

Para os resíduos dos efluentes agropecuários, da agroindústria e os resíduos sólidos o resultado da degradação anaeróbia da matéria orgânica é constituído por uma mistura gasosa contendo metano (CH_4), em percentuais que variam entre os 50 e 70%, sendo que o restante é essencialmente constituído por CO_2 [47].

c. Biomassa Líquida

Os biocombustíveis líquidos podem ser originados de lavouras energéticas (culturas realizadas com o alvo da produção de biocombustíveis), destes biocombustíveis podem ser destacados os três principais: o biodiesel (obtido a partir de óleos vegetais), o etanol (produzido a partir da fermentação de carboidratos como açúcar, amido e celulose) e os óleos vegetais "in natura" que podem ser utilizados em substituição ao diesel em grupos geradores dotados de alguns arranjos específicos [48].

O processo para a geração de biodiesel é a transesterificação, que produz um combustível semelhante ao óleo diesel. O processo consiste em aquecer o óleo vegetal bruto, permitindo que os glicerídeos sejam submetidos ao ataque do metanol em meio ácido ou básico, além disso o processo para a geração de etanol é principalmente a fermentação, a qual consiste em adicionar na mistura da cana-de-açúcar micro-organismos que quebram moléculas de açúcar, transformando-os em moléculas de etanol e gás carbônico [45].

2.3.3. Classificação de geração a partir da biomassa

Para conversão da energia da biomassa em eletricidade ela precisa passar por vários processos, de modo que possa ser amplamente utilizada como uma fonte de energia [49]. Estes processos irão transformar a sua energia química acumulada (carbono e hidrogênio) em combustíveis sólidos, líquidos ou gasosos para a sua posterior conversão em energia elétrica [50].

A classificação de geração a partir da biomassa neste trabalho será feita pelos parâmetros da ANEEL [17], que é o órgão que regulamenta os diferentes tipos de usinas de geração de energia, sendo um destes as usinas de biomassa. A divisão da geração de energia através da biomassa está dividida em 5 grandes grupos:

- Usinas de geração com resíduos de origem agroindustriais. Dentro deste grupo destacam-se 4 subgrupos: as usinas de cogeração em usinas sucroalcooleiras com resíduos de bagaço de cana-de-açúcar, usinas de geração de energia através da utilização de biogás, usinas de geração de energia por meio da queima direta e gasificação de resíduos agropecuários, e por fim as usinas de geração de energia por queima direta e gasificação de culturas energéticas.
- Fazem parte do segundo grupo as usinas térmicas que são acionadas através dos biocombustíveis líquidos, tais como, os óleos vegetais.
- O terceiro grande grupo é composto por usinas térmicas que empregam resíduos florestais. Neste grupo tem-se 4 subgrupos: usinas de geração em usinas siderúrgicas com gás de alto forno de biomassa, usinas de geração de energia através de carvão vegetal, usinas de geração através de resíduos de serragem provenientes de serrarias, e por fim utilização do licor negro em empresas de papel e celulose.
- O quarto grupo é formado por usinas que aproveitam resíduos animais, como por exemplo, as usinas de geração de energia através de biogás (obtido através da biodigestão anaeróbia de resíduos animais).

- O quinto grupo é composto por usinas que geram energia por meio de resíduos sólidos urbanos com processos de biodigestão anaeróbia em aterros, ou então queima direta ou gaseificação destes tipos de resíduos.

Além da classificação anterior tem-se algumas outras classificações, como por exemplo, a de capacidade de geração. Assim, pode-se classificar o uso da biomassa para a geração de eletricidade no Brasil em cinco níveis: micro geração, mini geração, baixa potência, média potência e alta potência [17].

A Tabela 2.2 mostra que o primeiro e segundo nível (micro geração e mini geração) é típico de pequenas comunidades. A micro geração inclui sistemas de geração com potência de até 100 kW, a mini geração engloba faixas de potências de 100 kW até 1 MW [49].

O terceiro nível (baixa potência) é caracterizado por faixas de potência que variam entre 1 e 10 MW, que são típicos das comunidades com centenas de pessoas, e utilizam como combustíveis resíduos de serrarias, fábricas de móveis e estações de beneficiamento de arroz. O quarto nível (média potência) é caracterizado por faixas de potência que variam entre 10 e 50 MW, os quais utilizam como principais combustíveis capim elefante, carvão vegetal, casca de arroz, gás de alto forno e óleos vegetais. A potência do quinto nível de geração de energia varia de 50 até 250 MW, e são instaladas em usinas termelétricas a biomassa em usinas de açúcar e álcool, papel e celulose [17].

Tabela 2.2 Classificações dos sistemas de geração de potência. Fonte: [17]

Níveis	Descrição	Faixas de potência	Típico
1	Micro geração	0 KW-100 KW	Micro comunidades, serrarias, fábricas de móveis e estações de tratamento de arroz.
2	Mini geração	100 KW - 1 MW	Pequenas comunidades, serrarias, fábricas de móveis e estações de tratamento de arroz.
3	Baixa	1 MW - 10 MW	Comunidades com centenas de pessoas, serrarias, fábricas de móveis e estações de tratamento de arroz.
4	Média	10 MW - 50 MW	a geração com Capim Elefante, Carvão Vegetal, Casca de Arroz, Gás de Alto Forno e Óleos vegetais
5	Alta	50 MW - 250 MW	Usinas termelétricas a biomassa em empresas de açúcar e álcool, papel e celulose.

2.4. Processos de Conversão Energética da Biomassa

Existe um grande número de tecnologias de conversão energética da biomassa, adequadas para aplicações em pequenas e grandes escalas. Elas incluem métodos de produção de eletricidade com resíduos de agricultura (combustão direta e gaseificação), recuperação de energia de resíduos sólidos urbanos (incineração e gaseificação) e gás de aterros sanitários (geração de energia com biogás), além dos biocombustíveis para o setor de transportes (etanol e biodiesel) [51].

Nogueira e Lora [52] e Lora e Andrade [53] mostraram que existem três tipos de processos de conversão energética da biomassa em produtos combustíveis: os físicos, os biológicos e os termoquímicos (em vermelho), conforme mostrado na Figura 2.1. Nesta figura também são mostrados os diferentes tipos de processos (em verde) que podem ser usados com a finalidade de converter a biomassa nos respectivos produtos energéticos resultantes (em roxo) de cada um destes processos.

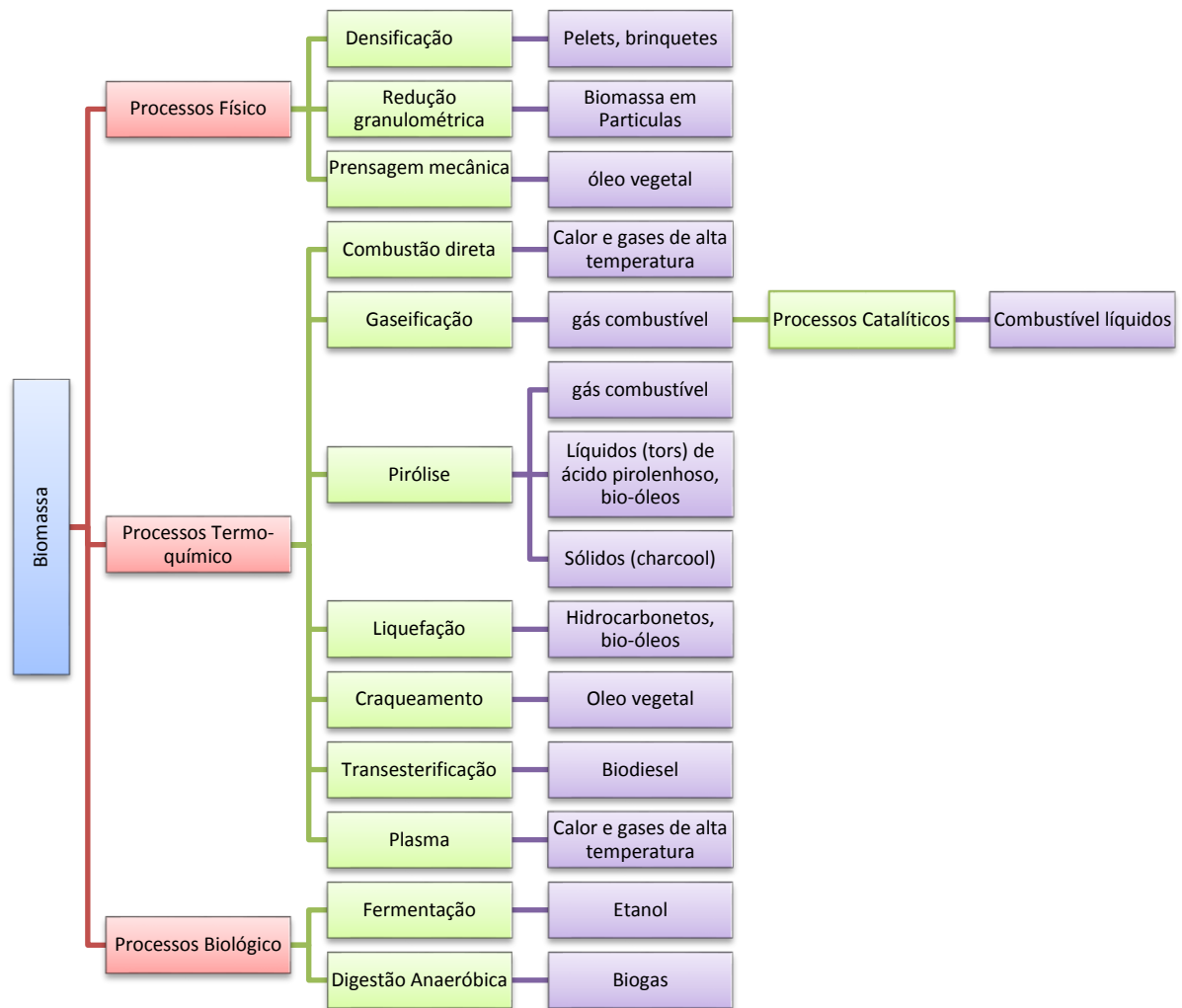


Figura 2.1 - Rotas de conversão de energia de biomassa. Fontes:[43,52,54]

Levando em consideração as rotas de conversão como referência, apresenta-se o estado-da-arte das diferentes rotas de conversão energética, que é a base para a identificação dos processos de conversão de energia da biomassa, tendo como o maior nível os diferentes tipos de processos (físicos, termoquímicos e biológicos) e seguido os subprocessos. Alguns dos mais conhecidos são a densificação, combustão direta, a gaseificação e a biodigestão anaeróbia.

2.4.1. Processos Físicos

Dentre os processos físicos que serão estudados tem-se, a densificação, a cominuição ou fragmentação (redução granulométrica) e a prensagem mecânica. A seguir estes processos são descritos:

a. Densificação

Processo realizado com o objetivo de aumentar a densidade de biomassa sólida, e reduzir custos de armazenamento e transporte. Basicamente os processos de densificação da biomassa consistem na aplicação de pressão a uma massa de partículas com ou sem a adição de aglutinadores ou tratamento térmico. Os processos comerciais de densificação da biomassa são: a peletização e a briquetagem [43].

A briquetagem é um processo de aglomeração de partículas mediante a utilização de pressão, utilizando-se aglutinantes ou aquecimento conforme o caso, como forma de manter os aglomerados unidos uma vez cessada a pressão de formação do elemento constituído, denominado briquete. Em alguns casos, durante a briquetagem a biomassa é compactada entre cilindros com cavidades, produzindo formas, como por exemplo, o carvão briquetado. As dimensões variam de 15-250 mm de comprimento, com diâmetro de 50 mm. O carvão briquetado é feito a partir de finos de carvão (resíduos de carvoarias) usando-se aglutinantes [43].

Na briquetagem e peletização são utilizadas extrusoras, a extrusão provoca mudanças físicas na biomassa devido aos processo de cisalhamento, mistura e aquecimento a que a biomassa está sujeita durante a passagem pela extrusora. Esses efeitos causam a destruição da estrutura rígida da biomassa, o que acarreta uma maior exposição da superfície da celulose e aumento da porosidade. Em alguns processos de extrusão usa-se uma rosca para forçar a biomassa sob alta pressão contra uma matriz, formando-se grandes cilindros de 2,5 a 10 cm de diâmetro. Agentes aglutinantes são frequentemente adicionados para aumentar a força estrutural e o poder calorífico [55].

b. Redução granulométrica (fragmentação - cominuição)

Processo realizado com o objetivo de aumentar a reatividade e a superfície específica da biomassa sólida, sendo necessário para obtenção de boas condições de operação e elevado rendimento para tecnologias específicas, como por exemplo, fornalhas de queima em suspensão [43].

Diferentes autores têm trabalhado com a fragmentação e mostraram que esse tipo de pré-tratamento é bastante significativo do ponto de vista técnico e econômico. Mckendry [56] menciona que as características da matéria-prima (biomassa) têm um efeito significativo sobre o rendimento da biomassa, um exemplo é o processo de gaseificação, no qual o tamanho das partículas é uma das variáveis importantes.

c. Prensagem mecânica

Os produtos obtidos através da prensagem da biomassa são: o óleo bruto e a torta. Para se fazer a extração destes produtos precisa-se de uma prensa, que pode ser de dois tipos, prensa helicoidal e hidráulica. A prensa mecânica helicoidal consiste de um cesto formado de barras de aço retangulares distanciados através de lâminas, cuja espessura varia de acordo com a biomassa a ser processada. Esse espaçamento das barras é regulado para permitir a saída do óleo, e ao mesmo tempo, atuar como filtro para as partículas do resíduo da prensagem, neste caso a torta ou farelo. No centro do cesto gira uma rosca que movimenta o material para frente, comprimindo-o ao mesmo tempo. A pressão é regulada por meio de um cone na saída [57].

A prensa hidráulica possui funcionamento descontínuo, ou seja, por batelada, tendo uma produtividade reduzida. Este tipo de prensa permite a extração de óleo com alta viscosidade, sem aquecimento do óleo e da torta, o que pode mudar a cor, o odor e o sabor destes. As prensas

hidráulicas, como indicada na Figura 2.2, possuem um pistão (4) diretamente ligado a um cilindro hidráulico (1), que prensa o vegetal colocado em um vaso em formato cilindro (9) [58].

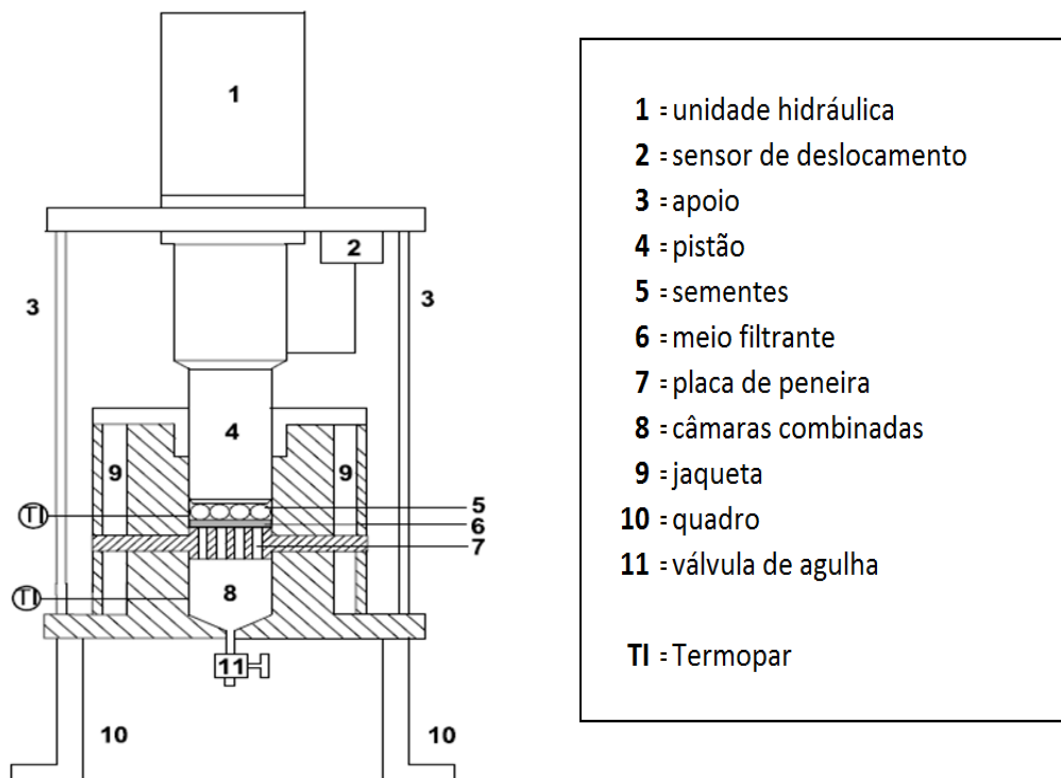


Figura 2.2- Representação esquemática de uma prensa hidráulica. Fonte: [59]

O óleo é expelido através de pequenos orifícios contidos no vaso. A matéria-prima pode ser introduzida manualmente ou por meio de alimentador mecânico (rosca dosadora) [43].

A introdução do material na quantidade correta, de forma constante é um dos principais fatores do rendimento do processo [58]. O óleo vegetal é obtido de espécies oleaginosas após processamento das suas sementes (secagem, trituração, aquecimento, etc.), prensagem e filtragem do óleo. A torta resultante da prensagem pode ser utilizada para outras aplicações como, por exemplo, ração para animais e fabricação de carvão vegetal [43].

2.4.2. Processos Termoquímicos

Na conversão termoquímica da biomassa diferentes autores tem mostrado diferentes processos, destas os processos de combustão direta, gasificação, pirólise e liquefação são considerados como os mais relevantes. Na Figura 2.3 podem ser observados os produtos intermediários e finais resultantes da conversão de energia pela rota termoquímica [50].

Os processos de combustão direta, gasificação, pirólise e liquefação são descritos a seguir:

a. Combustão direta

A combustão direta é um dos processos de conversão de biomassa mais utilizados na atualidade, correspondendo à transformação da energia química dos combustíveis em calor, por meio das reações dos elementos constituintes com o oxigênio fornecido. Para fins energéticos, a combustão direta ocorre essencialmente em fogões, fornos, fornalhas e caldeiras [43].

Teoricamente, pode-se queimar qualquer tipo de biomassa, mas na prática só é viável a queima de biomassa com um conteúdo de umidade menor do que 50%, a menos que a biomassa seja submetida a um processo de pré-tratamento, que considere obrigatoriamente a inclusão da etapa de secagem, visando a redução da umidade da biomassa. A biomassa que contém um alto teor de umidade é mais adequada para os processos de conversão biológica [50].

A eficiência térmica de usinas de biomassa que realizam a combustão direta da biomassa fica no intervalo entre 20 e 30%. Os maiores rendimentos deste tipo de plantas foram obtidos em sistemas com capacidades maiores de 100 MW, além disso, existe também a possibilidade de queimar a biomassa juntamente com o carvão mineral, processo denominado de co-combustão (*co-firing*), em plantas de combustão de carvão. Esta é uma opção particularmente atraente, devido à eficiência de conversão destes tipos de plantas alcançam valores de 35 ao 40% [50].

A tecnologia comercial mais utilizada em grande escala é a combustão direta da biomassa em caldeiras, em ciclos a vapor (ciclo Rankine). Para a micro e pequenas escalas de geração de energia, situadas no intervalo entre 10 kW e 1 MW é caracterizado pelas baixas eficiências, principalmente estabelecidas pelas limitações físicas das turbinas. Contudo, de maneira geral, este tipo de tecnologia ainda conta com uma alta maturidade no mercado, o qual se faz interessante a análise de geração com este tipo de tecnologia [60].

b. Gaseificação

A gaseificação de resíduos de biomassa tem uma função importante, podendo fornecer energia renovável para uma quantidade representativa de setores [61]. A gaseificação pode ser definida como o processo de conversão termoquímica de um material carbonáceo sólido ou líquido em um combustível gasoso (gás combustível contendo H_2 , CO , CH_4 e outros hidrocarbonetos), por meio da sua oxidação parcial a temperaturas elevadas. Estas reações termoquímicas começam em $700^\circ C$ e podem se estender até $1200^\circ C$, e as pressões de operação variam desde a pressão atmosférica até 30 bar. Deve-se usar obrigatoriamente um agente de gaseificação (ar, oxigênio puro, CO_2 ou uma mistura destes), em quantidades inferiores à estequiométrica, com a finalidade da oxidação parcial do carbono presente na biomassa [60,62].

O gás resultante da gaseificação é uma mistura de monóxido de carbono, hidrogênio, metano, dióxido de carbono e nitrogênio, cujas proporções variam de acordo com as condições do processo. Nos processos mais simples, o gás resultante contém cerca de 30% de nitrogênio e 20% de CO_2 , o que representa um combustível de baixo conteúdo energético (cerca de 4 MJ/Nm^3) [43].

De um modo geral, é possível afirmar que existem dois tipos de reatores de gaseificação: leito fixo e leito fluidizado. Os gaseificadores de leito fixo são classificados em: gaseificadores de leito fixo contracorrente e gaseificadores de leito fixo co-corrente. Os gaseificadores de leito fluidizado são divididos em: leito fluidizado borbulhante e leito fluidizado circulante. A Figura 2.3 mostra os esquemas dos 4 diferentes tipos de gaseificadores.

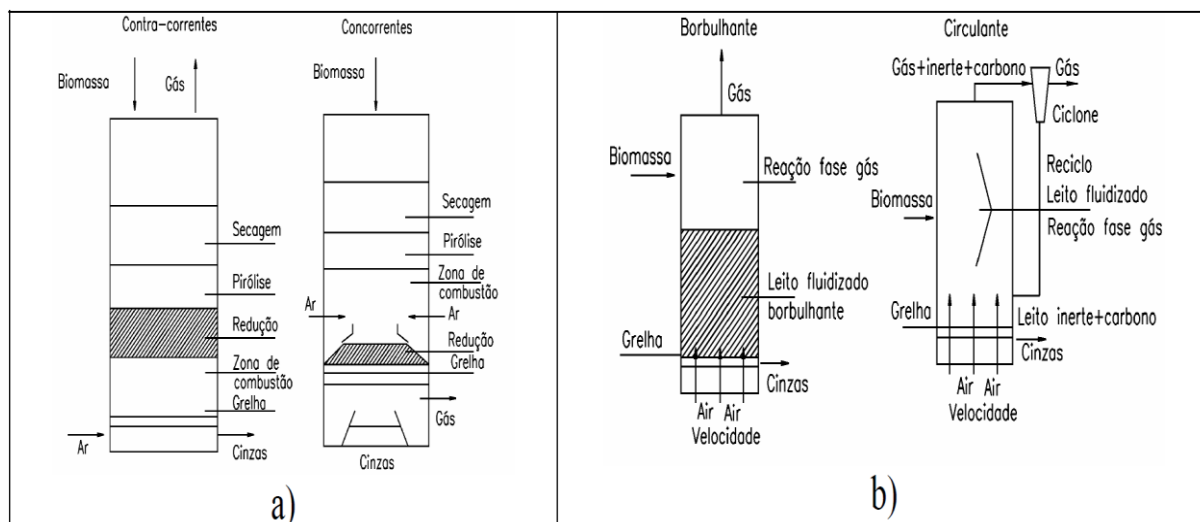


Figura 2.3 - Classificação dos gaseificadores atendendo à direção relativa de movimentação do gás e da biomassa: a) Gaseificadores de leito fixo, b) Gaseificadores de leito fluidizado. Fonte:[63].

Na Figura 2.3(a) mostra-se o esquema de um gaseificador de leito fixo do tipo contracorrente (a biomassa é introduzida no reator no sentido contrário ao do gás), e ao lado direito mostra-se o esquema de um gaseificador de leito fixo co-corrente (a biomassa é introduzida no reator no mesmo sentido do gás). Na Figura 2.3(b) mostra-se o gaseificador de leito fluidizado borbulhante e ao lado direito mostra-se o gaseificador de leito fluidizado circulante.

O gás produto da gaseificação, assim como o produzido por um sistema de biodigestão de biomassa, precisa de um tratamento de limpeza pelo fato de conter uma quantidade de contaminantes acima do permitido permissível. Os contaminantes que tem que ser controlados para que o gás possa ser utilizado em um sistema de geração de potência com um motor alternativo ou uma turbina são os particulados, as cinzas e o alcatrão [60].

A literatura mostra que existem diferentes parâmetros, dependendo do equipamento utilizado, para conversão energética do gás em energia elétrica, visando o adequado funcionamento do dispositivo eletromecânico com gás de biomassa. Por exemplo, quando se analisa a utilização do gás em motores de combustão interna é indispensável a utilização de dispositivos de limpeza a fim de remover ou transformar os alcatrões e o material particulado presente na mistura gasosa. Desta forma, é possível garantir o adequado funcionamento do motor [62].

Para um motor de combustão interna o gás deve conter valores menores que 50 mg/Nm³ de particulados, além disso, o diâmetro médio das partículas deve ser menor do que 10 µm. A concentração de alcatrões deve ser menor do que 100 mg/Nm³. Para o adequado funcionamento de uma turbina a gás, com gás proveniente da gaseificação de biomassa, esse gás deve conter valores menores que 30 mg/Nm³ de particulados, o diâmetro médio das partículas deve ser menor que 5 µm, e a concentração de metais pesados deve ser menor do que 0,24 mg/Nm³ [60].

Na atualidade tem-se uma grande quantidade de tecnologias para a aplicação de sistemas de limpeza de gás, dentre os quais destacam-se os filtros de areia, as torres de lavagem, o lavador venturi, o precipitador eletrostático, o filtro de mangas e o craqueamento catalítico. Dependendo das características do gás é tomada a decisão de qual tecnologia deve ser utilizada [62].

c. Pirólise

A pirólise é um processo de degradação termoquímica que ocorre quando se aplica calor a um material carbonáceo, que deve ser aquecido normalmente entre 300 °C e 500 °C, em ausência parcial ou total de oxidante (ar). Neste sentido, a pirólise é um processo endotérmico que precisa de uma fonte externa de energia (calor) para seu desenvolvimento. Este processo permite a transformação da biomassa em três frações: sólida, gasosa e líquida (esta última considera os gases condensáveis da fração gasosa). O objetivo principal da pirólise é a conversão de biomassa em líquidos denominados bio-óleo ou bio-óleo cru, sendo que a extração destes óleos é feita por aquecimento da biomassa, na ausência de ar. Se o método de pirólise rápida é usado, é permitida uma conversão de biomassa em bio-óleo cru com um rendimento de até 80% [40,43,50,60].

d. Liquefação

O objetivo da liquefação é a produção de um hidrocarboneto líquido estável. A liquefação é o processo de produção de combustíveis líquidos por meio da reação da biomassa triturada

em um meio líquido com monóxido de carbono, na presença de um catalisador alcalino [43]. O interesse na liquefação é baixo porque os reatores e os sistemas de alimentação de combustível são mais complexos e mais caros do que nos processos de pirólise [50].

2.4.3. Processos Biológicos

Fermentação

A fermentação é um processo biológico anaeróbio, em que os açúcares de plantas como a batata, o milho, a beterraba e, principalmente, a cana-de-açúcar, são convertidos em álcool, por meio da ação de micro-organismos (usualmente leveduras). Em termos energéticos, o produto final, o álcool, é composto por etanol e, em menor proporção, metanol, e pode ser usado como combustível para o acionamento dos equipamentos eletromecânicos de conversão energética, tais como, motores de combustão interna, turbinas a gás, células a combustível, etc [43].

b. Digestão Anaeróbica

A biodigestão anaeróbia tem como objetivo reduzir o potencial poluidor da matéria orgânica, e ao mesmo tempo produzir biogás e um fertilizante como resíduo. A biodigestão anaeróbia consiste na fermentação com ausência de oxigênio de resíduos orgânicos através de bactérias anaeróbias, que sintetizam a matéria orgânica transformando-a em CH_4 e CO_2 , que são os principais componentes do biogás. A eficiência da biodigestão dependem de condições específicas de operação, tais como: temperatura e pH do meio, tipo de substrato usado no processo, concentração de sólidos e período de retenção da biomassa no biodigestor, dentre outros. O biogás é composto por CH_4 , CO_2 , H_2 , H_2O , N_2 , H_2S , NH_3 , etc. porém a maior participação percentual é do CH_4 , o qual se encontra na faixa de 50 a 70%, de modo que este gás pode ser queimado para recuperação de energia em motores, turbinas, ou caldeiras [64].

O processo consiste na decomposição da biomassa pela ação de bactérias. As reações bioquímicas principais que ocorrem no processo caracterizam os grupos de micro-organismos predominantes, podendo o mesmo ser dividido em quatro etapas: hidrólise, acidogênese, acetogênese e metanogênese. O tratamento e o aproveitamento energético de dejetos orgânicos (esterco animal, resíduos industriais, etc.) podem ser feitos através da biodigestão anaeróbia em biodigestores, onde o processo é favorecido pela umidade e pelo aquecimento. Em termos energéticos, o produto final é o biogás, cujo conteúdo energético gira em torno de 23 MJ/Nm^3 e o efluente gerado pelo processo pode ser usado como fertilizante [43].

2.5. Tecnologias Para Conversão Energética de combustíveis fosseis na região Norte

2.5.1. Motores Diesel

O diesel é um combustível derivado do petróleo constituído predominantemente por hidrocarbonetos alifáticos, contendo de 9 a 28 átomos de carbono na cadeia. Durante o processo de produção, o diesel é destilado em temperaturas na faixa de 433 a 683 K. O diesel contém ainda outros compostos que são destilados nesta faixa de temperatura, tais como os Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos (PAH) e seus derivados alquílicos. Comercialmente, a composição do diesel varia muito, devido a diferentes origens do petróleo utilizado como matéria-prima e diferentes processos de refino. Outra característica importante do diesel é o seu alto teor de enxofre (em ate 1800 mg/kg) [34, 36].

Atualmente, tem-se uma grande preocupação ambiental com relação ao uso de geradores a diesel (os geradores a diesel são os mais utilizados nas comunidades isoladas), pelo fato de que estes podem emitir hidrocarbonetos não queimados, NO_x e partículas, bem como, ocasionar problemas de saúde pública nas comunidades, devido principalmente a estas emissões, sou os ruídos e as vibrações normalmente são mitigadas com isoladores de vibração e atenuadores acústicos [37].

O reconhecimento dos motores de ignição por compressão (motores diesel) deve-se principalmente, à sua eficiência em relação aos motores de ignição por faísca (gasolina), ou mesmo em relação a outras máquinas térmicas, o que confere aos motores diesel uma economia relativa de 25% em relação as outras máquinas térmicas. O motor diesel apresenta ainda uma excepcional durabilidade. Além disso, normalmente o preço do diesel para transporte é inferior ao de outros combustíveis, o que se reflete na grande utilização do mesmo em caminhões e ônibus em muitas áreas urbanas. É comum um motor diesel para veículos de carga pesada ter um tempo de vida cerca de dez vezes maior que a durabilidade apresentada por um motor a gasolina [34].

A geração de energia elétrica com combustível óleo diesel é feita principalmente com centrais termelétricas, estes são comumente utilizados em regiões isoladas da rede elétrica e indústrias, nas indústrias se utilizam grupos geradores como sistemas de emergência ou sistemas de operação na ponta com a finalidade de aumentar a confiabilidade da planta e economizar a dinheiro da fatura de energia, nas regiões isoladas e utilizada como uma das poucas formas que as comunidades podem ter acesso a energia elétrica.

Além disso, os motores a diesel são amplamente utilizados para o transporte de mercadorias, serviços e pessoas. Eles constituem o dispositivo motriz predominante do transporte comercial, sendo empregados em caminhões, ônibus, trens e navios, bem como em veículos industriais, como máquinas de terraplanagem e equipamentos de mineração. Eles também desempenham um papel vital na geração de energia, e são utilizados para atividades agrícolas, de construção e industrial. Entretanto, os motores a diesel são um dos maiores causadores dos problemas de poluição ambiental em todo o mundo, e a tendência é que permaneçam nesta condição durante as próximas décadas, devido ao crescimento das vendas dos veículos automotores [38].

Os compostos emitidos tanto dos motores a diesel, quanto dos motores a gasolina podem ser classificados em dois tipos: os que não causam danos à saúde, ou seja, O_2 , CO_2 , H_2O e N_2 , e os que apresentam perigos à saúde. Os compostos que provocam danos à saúde são subdivididos em compostos cuja emissão está regulamentada: CO, os óxidos de nitrogênio (NO_x), os óxidos de enxofre (SO_x) e material particulado; e aqueles que não são regulamentados: aldeídos, amônia (NH_3), benzeno (C_6H_6), cianetos (CN^-), tolueno (C_7H_8) e PAH's [34].

2.6. Tecnologias Para Conversão Energética da Biomassa

2.6.1. MACI (Motores Alternativos de Combustão Interna)

De acordo com Bailey [65] os motores de combustão interna possuem eficiências entre 25 e 38%. O calor residual da queima de um combustível em um motor de combustão interna pode ser recuperado a partir dos gases de exaustão e do sistema de resfriamento do bloco do motor. Atualmente, existem diferentes fornecedores de motores alternativos de combustão interna. A Caterpillar é um dos fornecedores mais reconhecidos. A Figura 2.4 mostra um motor alternativo de combustão interna (Caterpillar), onde se pode observar a disposição interna dos componentes do motor.



Figura 2.4- Motor de combustão interna (Caterpillar). Fonte: [65]

A geração de energia a partir de biomassa com os motores de combustão interna pode ser feita com combustíveis gasosos, ou seja, através do gás produzido pelo gaseificador ou por meio do biogás gerado pelo biodigestor. Além disso é possível realizar o acionamento deste motor com os combustíveis líquidos gerados a partir de biomassa. O alvo do motor de combustão interna é a transformação da energia do combustível em energia eléctrica, mas

aproximadamente de 60 a 70% da energia fornecida pelo combustível é transformada em calor e parte disto pode ser recuperada. Os gases de exaustão contêm cerca de 10 a 30% da energia total fornecida pelo combustível. Esses gases podem estar a temperaturas entre 450 e 650°C. Entretanto, em função dos limites termodinâmicos, dados principalmente em função do ponto de orvalho, menos de 40% da energia térmica em forma de calor pode ser recuperada. Deve-se evitar que a temperatura dos gases de exaustão atinja o ponto de orvalho para se evitar a corrosão do equipamento de troca de calor [65].

A transformação de energia calorífica como resultado da queima ou da explosão da mistura de ar-combustível no motor alternativo de combustão interna é feita no interior da câmara de combustão. Os combustíveis que podem ser utilizados nesta tecnologia são: gás natural, biogás, gás proveniente da gaseificação, gasolina, etanol, diesel, biodiesel, metanol, benzina, dentre outros [65].

O princípio de funcionamento dos motores alternativos de combustão interna está baseado na expansão e compressão dos gases. Normalmente os motores possuem os seguintes processos: admissão, compressão, combustão/expansão e exaustão. A admissão permite a entrada do combustível, do oxidante ou da mistura formada entre o combustível e o ar atmosférico no cilindro, na compressão o fluido é comprimido, na combustão/expansão ocorre a ignição do combustível, provocando a expansão dos gases quentes, o que gera trabalho. Na exaustão os gases provenientes da combustão são expelidos para fora do cilindro. Dessa forma, a energia calorífica do combustível é transformada em energia mecânica de movimento [65].

A Figura 2.5 mostra a classificação dos motores de combustão interna, levando em conta duas divisões principais: ignição de combustível por centelha e ignição por compressão, e em cada um deles se tem uma divisão pelo tipo de apresentação do combustível (líquido ou gasoso) [66].

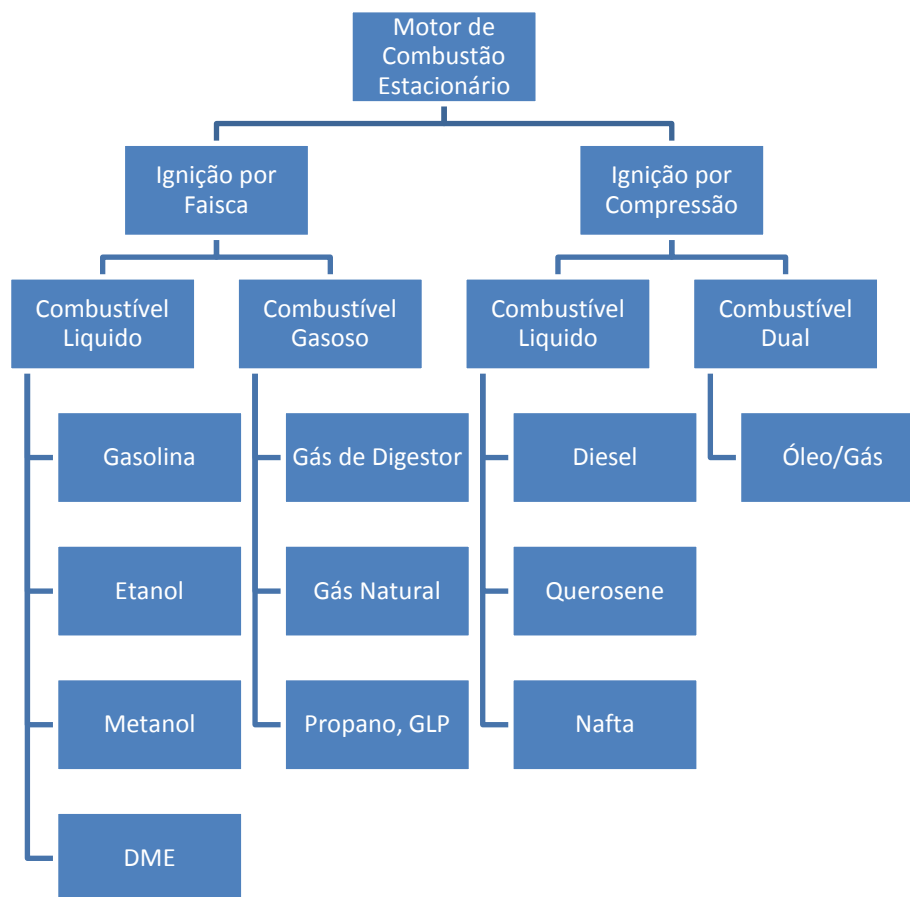


Figura 2.5- Classificação geral dos motores de combustão estacionários. Fonte:[66]

2.6.2. MS (Motores Stirling)

O motor Stirling foi uma invenção do reverendo Robert Stirling, no ano 1816, na Escócia, e a vantagem que apresentou na época foi de ser um motor mais seguro, se comparado com os motores de vapor utilizados até então, principalmente pelo menor nível de pressão utilizado. O princípio de funcionamento do motor Stirling é completamente diferente dos motores de combustão interna, um motor Stirling sempre contém um gás pressurizado (ar, hélio ou hidrogênio) no cilindro, que é chamado de gás de trabalho [45].

Um motor de Stirling é uma máquina térmica que opera por compressão e expansão cíclica do fluido de trabalho (ar ou outro gás). A potência é gerada pelo aquecimento e resfriamento do fluido. No começo do processo o espaço interno do cilindro é preenchido com o fluido de trabalho com a finalidade de deslocar o pistão [45].

Estes sistemas são representados com um motor de combustão externa com ciclo fechado Stirling, que efetua compressão, aquecimento, expansão isotérmica e resfriamento (quatro tempos). Neste ciclo o gás é alternativamente comprimido em um cilindro frio e expandido em um cilindro quente [45].

A Figura 2.6 (a) mostra o desenho do primeiro motor Stirling de acordo com a patente de Londres do ano 1816, a Figura 2.8 (b) mostra os componentes detalhados do motor Stirling.

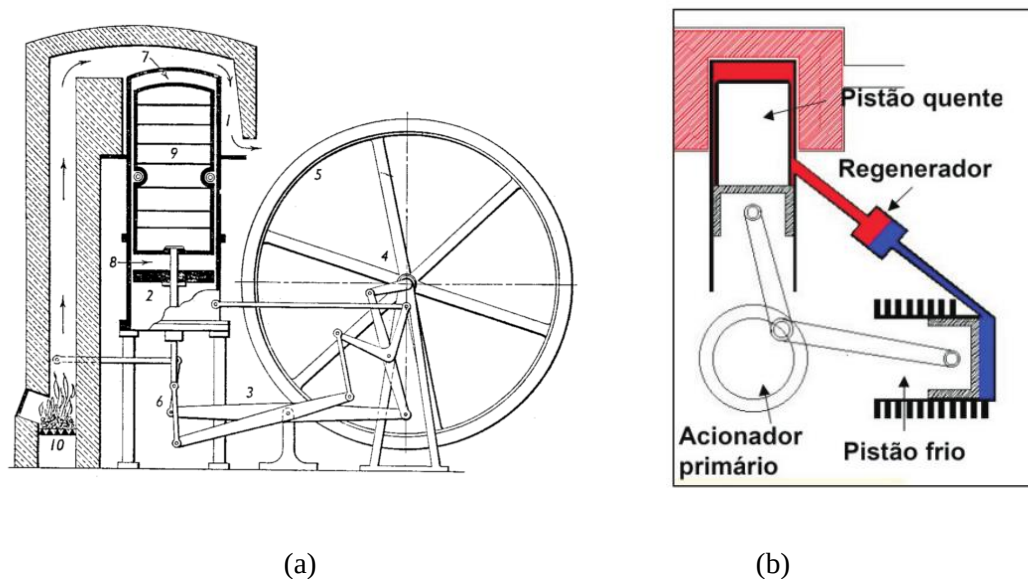


Figura 2.6 – (a) Reprodução do desenho que mostra o primeiro motor Stirling a partir da especificação de patente de 1816 (versão de Londres). (b) Motor Stirling tipo alfa. Fonte: [45, 67]

Os motores stirling contam com um ou dois pistões, além disso alguns sistemas tem um regenerador como o da Figura 2.6 (b). A função do pistão de deslocamento é transferir o gás da câmara quente para a câmara fria e vice-versa, com o objetivo de aumentar ou diminuir a temperatura do gás de trabalho. A mudança na temperatura do gás de trabalho causa uma subsequente mudança na pressão do mesmo, que gera força para movimentar o pistão [45].

Os motores Stirling podem ser classificados em três tipos, conforme a sua configuração: tipo Alfa, tipo Beta e tipo Gama, os motores tipo beta são aqueles com o êmbolo e o corpo imerso no mesmo cilindro, sendo considerados o primeiro motor por Stirling. Os motores tipo gama são aqueles com o êmbolo e o corpo imerso em cilindros diferentes. Ele é um derivado de tipo beta, sendo mecanicamente mais simples de construir. Finalmente os motores do tipo alfa tem dois pistões, este motor é um pouco diferente, mas funciona com o mesmo princípio termodinâmico.

Portanto, o motor Stirling é de uma máquina de ciclo fechado, onde o fluido de trabalho é mantido dentro dos cilindros, e o calor é adicionado e removido do sistema através de trocadores de calor. Esse fluido de trabalho é movimentado da parte fria para a parte quente do motor e vice-versa, através de pistões, no caso de motores Stirling do tipo Alfa, ou por um pistão de deslocamento, no caso dos motores Stirling do tipo de deslocamento (Beta e Gama). O ciclo de trabalho básico do motor Stirling é mostrado na Figura 2.7, (o tipo Alfa na parte a, o tipo Beta na parte b e o tipo Gama na parte c) [68].

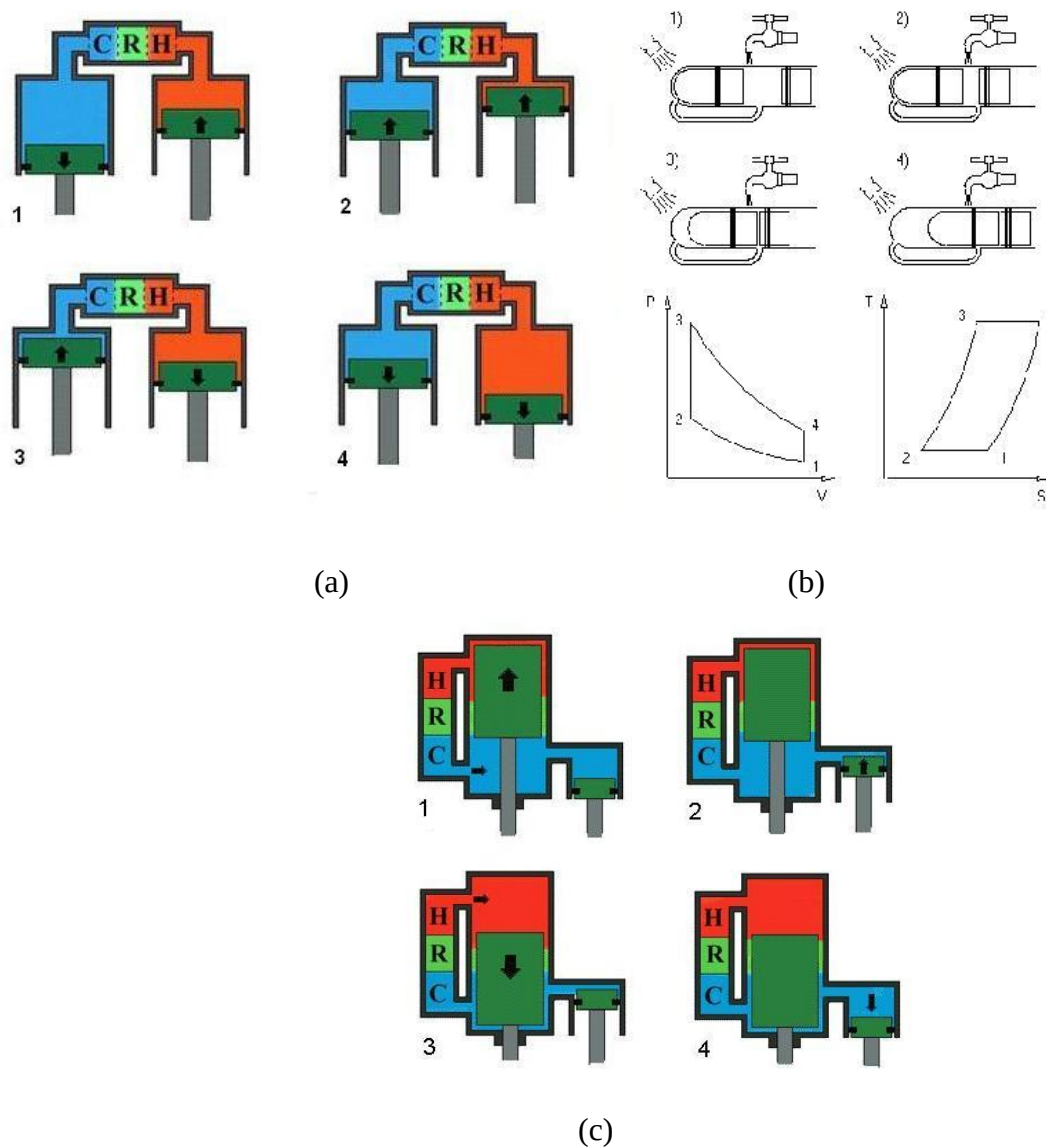


Figura 2.7 – (a) Princípio de trabalho do motor Stirling (a) Tipo Alfa, (b) Tipo Beta, (c) tipo Gama. Fonte: [68]

Os ciclos são divididos em quatro partes, a descrição de cada uma delas encontra-se na Tabela 2.3:

Tabela 2.3 – Partes do Ciclo para os diferentes tipos de motores Stirling. Fonte:[68]

Partes do Ciclo	Motor Stirling Tipo Alfa	Motor Stirling Tipo Beta	Motor Stirling Tipo Gama
1 – 2	Compressão isotérmica: neste processo, ambos os pistões (compressão e expansão) se movem para cima, realizando trabalho de compressão sobre o fluido de trabalho, enquanto calor é rejeitado para o sistema de resfriamento, mantendo a temperatura constante.	O pistão de trabalho é movimentado para a esquerda e o gás é comprimido. O gás é resfriado através do circuito de água de resfriamento, com o objetivo de realizar a compressão a temperatura constante.	Compressão isotérmica: o pistão de trabalho é movimentado para cima, realizando trabalho de compressão sobre o fluido de trabalho, enquanto rejeita-se calor para o sistema de resfriamento, mantendo a temperatura constante.
2 – 3	Aquecimento a volume constante: o pistão de compressão vai até o ponto morto superior, enquanto o pistão de expansão se movimenta para baixo. Com isso o fluido de trabalho passa para o espaço de expansão, sendo aquecido pela fonte externa aumentando a pressão.	O pistão de deslocamento é movimentado para a direita, forçando o gás a passar através do canal de conexão para o volume quente, onde o gás é aquecido por um queimador. Quando o gás é aquecido, sua pressão aumenta, porém é importante notar que o volume nesse processo é constante.	Aquecimento a volume constante: o pistão de deslocamento é movimentado para baixo, fazendo com que o fluido de trabalho passe para o espaço de expansão, recebendo calor da fonte externa, e elevando a pressão.
3 – 4	Expansão isotérmica: neste processo, ambos os pistões (compressão e expansão) se movem para baixo, expandindo o fluido de trabalho e realizando trabalho. Este processo é realizado a temperatura constante, sendo que durante a expansão, o gás de trabalho recebe calor da fonte externa.	Ambos os pistões movimentam para a direita, devido à expansão do gás. O gás é aquecido pelo exterior por um queimador com o objetivo de se obter uma expansão a temperatura constante.	Expansão isotérmica: com o aumento de pressão do motor, o pistão de trabalho é movimentado para baixo, realizando trabalho. Este processo é realizado a temperatura constante, sendo que durante a expansão, o gás de trabalho recebe calor da fonte externa.
4 – 1	Rejeição de calor a volume constante: o pistão de compressão se movimenta até o ponto morto inferior, enquanto o pistão de expansão se movimenta para cima. Com isso, o fluido de trabalho passa para o espaço de compressão, tendo calor rejeitado pelo sistema de resfriamento, reduzindo a sua pressão até a condição 1.	O pistão de deslocamento é movimentado para a esquerda, forçando o gás a passar pelo canal de conexão para o volume frio, onde o gás é resfriado pela água de resfriamento. Quando o gás é resfriado, sua pressão reduz até a pressão inicial. É importante notar que o volume neste processo é constante.	Rejeição de calor a volume constante: o pistão de deslocamento é movimentado para cima, fazendo com que o fluido de trabalho passe para o espaço de compressão, rejeitando calor para o sistema de resfriamento, e reduzindo a sua pressão até a condição 1.

2.6.3. Turbinas e microturbinas a gás

A turbina a gás é um equipamento concebido para utilizar a energia a partir dos gases que saem de uma câmara de combustão a alta pressão e temperaturas elevadas, de modo a transportar uma grande quantidade de energia. As primeiras turbinas a gás datam do início do século XX. Em 1903 foi construída a primeira turbina a gás que gerava potência. Em 1905 uma empresa francesa construiu uma unidade para produzir 400 kW de potência. Em 1930 ingleses e alemães utilizaram com sucesso as turbinas a gás em aeronaves. Entretanto, o grande impulso ocorreu durante a Segunda Guerra Mundial. Entre 1940 e 1980, dez bilhões de dólares foram aplicados em programas de P&D, visando elevar o rendimento energético do ciclo da turbina a gás. Nesta fase, elevou-se a relação empuxo/peso, a confiabilidade das turbinas e a temperatura de entrada dos gases. A elevada temperatura, na entrada da turbina, visa essencialmente o aumento do rendimento termodinâmico, e está relacionada com a resistência dos materiais a elevadas temperaturas, quando submetidos a grandes esforços. As turbinas apresentam uma grande vantagem pelo seu tamanho compacto, baixo peso, e a possível utilização de múltiplos combustíveis as convertem numa usina natural para as plataformas *offshore*. Hoje existem turbinas a gás que funcionam a gás natural, óleo diesel, nafta, metano, óleos combustíveis e gases de biomassa [69].

Existem diferentes tipos de turbinas os quais podem ser clasificados em função da sua origem, sua disposição da câmara de combustão ou a quantidade de eixos com os quais conta. As turbinas, em função da sua origem, podem ser aeroderivativas ou industriais, as turbinas em função da sua disposição da câmara de combustão podem ser de câmaras de combustão de tipo Silo, câmaras de combustão de tipo anular e câmaras de combustão de tipo Tuboanulares, e finalmente em função da quantidade de eixos podem ser mono eixo e multi-eixo.

Além disso a turbina a gás tem diferentes tipos de configurações, de acordo com seus componentes, as mais utilizadas são mencionadas a continuação: a primeira delas é a turbina posicionada após a câmara de combustão, como se mostra na Figura 2.8(a), o combustível não pode produzir material particulado, pois isso produziria desgaste das pás da turbina, pelo qual para este tipo de dispositivos são utilizados combustíveis do tipo liquido o gasoso com uma baixa geração de material particulado. No entanto, a segunda configuração é a dos ciclos de turbinas a gás de queima externa onde a câmara de combustão é substituída por um trocador de

calor, Como se mostra na Figura 2.8(b), é possível queimar biomassa na câmara de combustão sem causar problemas de desgaste na turbina, a eficiência do sistema é maior para turbinas com baixas relações de pressão, isto é típico para projeto mais simples de pequena escala com baixa potência [69, 70].

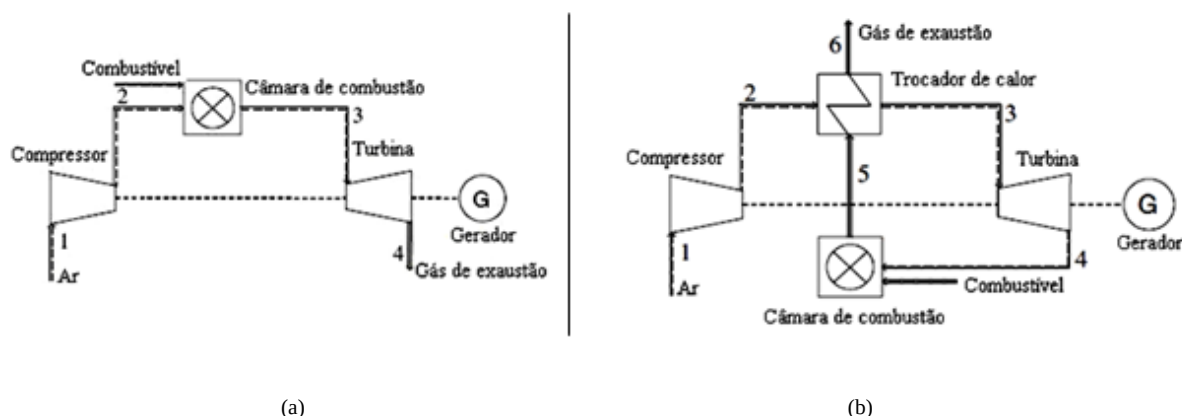


Figura 2.8 - (a) Representação esquemática de uma turbina a gás típica. (b) Representação esquemática de uma turbina a gás com combustão externa. Fonte:[70].

A maioria das turbinas a gás industriais apresenta configurações com e sem turbina livre de um, dois e três eixos do ciclo simples. Além disso, todas essas configurações podem ou não trabalhar com ciclos regenerativos. No caso da configuração de um eixo, parte da potência produzida pela turbina é fornecida ao compressor e o restante destina-se a potência útil do eixo. Esta configuração é muito utilizada em operação que exige velocidade e carregamento constante, como é o caso de geração elétrica, onde as turbinas a gás empregadas são denominadas de turbinas industriais (heavy-duty). As turbinas aeroderivativas são semelhantes aos utilizados na aviação, sendo utilizadas para a geração de energia, em diferentes configurações. A turbina aeroderivativa com dois eixos é formada basicamente por um gerador de gás que compõe o primeiro eixo, e uma turbina livre que compõe o segundo eixo. A turbina aeroderivativa de três eixos conta com outra turbina livre. No caso das turbinas industriais a turbina livre é acoplada a um gerador que tem a vantagem de proteger o gerador de gás dos esforços mecânicos [71].

As microturbinas são disponibilizadas no mercado em potências que variam entre 30 e 250 kW, e possuem eficiências que variam entre 26 a 28% nas condições ISO (1 atm e 15 °C), de tal maneira a potência nominal estabelecida pelo fabricante tem variações de acordo com as condições ambientais de pressão e temperatura, tanto para as turbinas a gás, quanto para as microturbinas [72].

A Figura 2.9 apresenta-se um diagrama de uma microturbina em corte, na qual é possível visualizar os principais componentes: compressor, câmara de combustão, turbina e gerador. As microturbinas possuem uma boa característica para recuperação do calor, pois os gases de exaustão contêm ainda um grande potencial energético [65, 73].

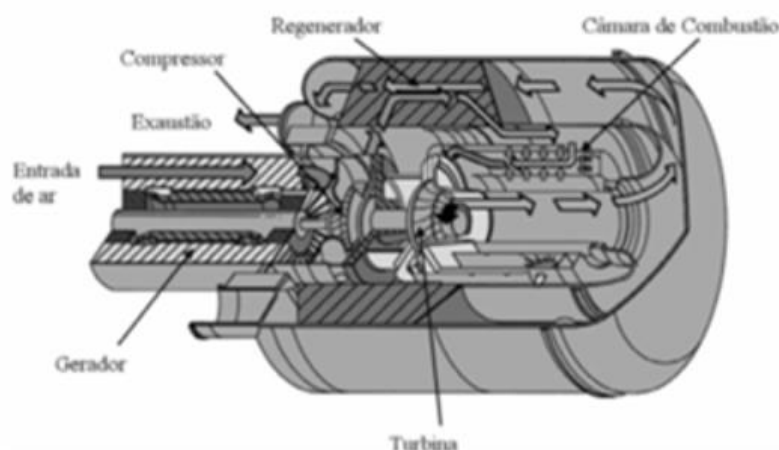


Figura 2.9 - Microturbina em corte. Fonte:[65]

O ciclo de turbina a gás (ciclo Brayton) com combustão externa, conhecido na literatura por EFGT (Externally Fired Gas Turbine), traz como vantagem a possibilidade de queima de uma variedade maior de combustíveis, como carvão e biomassa. Esta característica decorre do fato de que a câmara de combustão é substituída por um trocador de calor e, dessa forma, os produtos de combustão deixam de passar pela turbina do ciclo Brayton. Com este tipo de disposição dos equipamentos, combustíveis que geram material particulado podem ser queimados sem os inconvenientes associados ao desgaste da turbina [71].

2.6.4. CV (Ciclo a Vapor)

Os ciclos térmicos de potência convertem energia térmica em trabalho, de tal maneira que é possível utilizar água, vapor, gases ou até mesmo fluidos orgânicos como fluidos de trabalho. Os principais componentes do ciclo a vapor são: bomba, caldeira, turbina e condensador. O vapor de água superaquecido é gerado em uma caldeira para logo ser expandido numa turbina para gerar trabalho de eixo ou potência elétrica por meio de um gerador.

O Ciclo Rankine Orgânico (ORC) resulta de uma modificação do ciclo Rankine a vapor, sendo que a principal diferença entre ambos reside no fluido de trabalho utilizado e na configuração de alguns de seus componentes. Ao invés de vapor de água, o ciclo ORC emprega um fluido orgânico (hidrocarboneto ou refrigerante) como fluido de trabalho. Dentre os fluidos utilizados pode-se citar o tolueno, benzeno, octametiltetrasiloxano, butano, pentano, heptano, propileno, R113, R123, R134a, etc. Por apresentarem um baixo ponto de ebulição e um calor latente de vaporização inferior ao da água, a temperatura requerida para a evaporação desses fluidos é inferior à da água, o que possibilita um melhor aproveitamento do calor cedido pela fonte quente. Uma menor queda de entalpia específica nas turbinas reduz danos à instalação pelo fato de serem com saltos de temperaturas menores, e permite que, na maioria dos casos (capacidade da instalação inferior a 5 kW – 2 MW), um só estágio de expansão seja utilizado, diferentemente das instalações que usam vapor de água [74].

a. Ciclo Rankine

A turbina é o acionador utilizado no ciclo Rankine para a geração de energia. De modo geral, uma turbina é um dispositivo no qual o trabalho é desenvolvido como resultado da expansão de um gás ou vapor que passa através de um conjunto de pás conetadas a um eixo de metal que serve para transmitir o movimento de rotação [75]. Além disso, o restante dos componentes deste ciclo são: a caldeira, o condensador e a bomba.

A bomba é empregada para o aumento da pressão da água no início do ciclo, de modo que na saída da bomba se tenha um líquido comprimido. A caldeira é utilizada para a transformação da água do estado de líquido comprimido (com uma pressão maior que a do ambiente) em vapor com uma alta temperatura. A expansão do vapor, com a diminuição da sua temperatura e pressão, ocorre na turbina, com a consequente geração de trabalho mecânico. O condensador é utilizado para resfriar o vapor, fazendo com que o calor seja transferido do fluido para as suas vizinhanças (rejeição de calor). O vapor é resfriado no condensador e convertido outra vez em líquido, voltando novamente para a bomba, dando início a um novo ciclo.

Na Figura 2.10 se mostra um esquema de Ciclo Rankine simples, o qual conta com os quatro componentes básicos: bomba, caldeira, turbina e condensador.

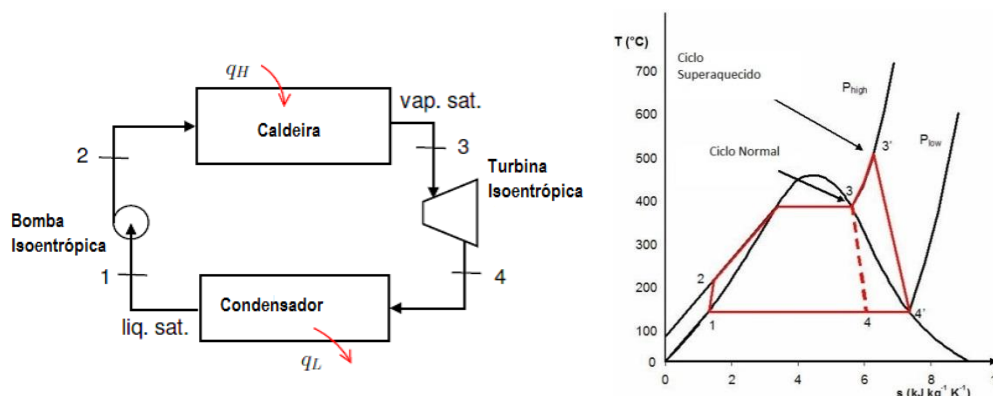


Figura 2.10 - Esquema de um Ciclo Vapor e Diagrama TS Isentrópico. Fonte: [74]

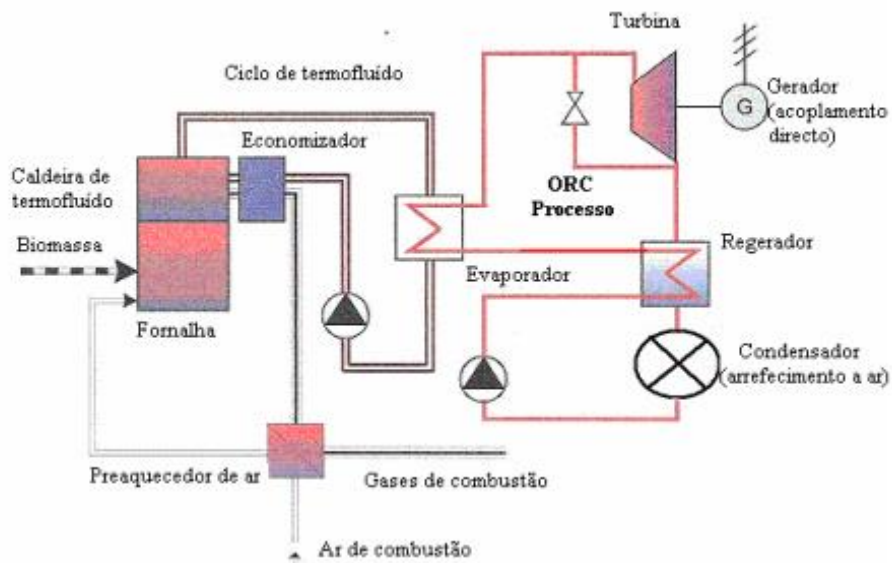
Além da versão anterior, mostrada na Figura 2.13, há algumas décadas tem-se empregado algumas versões melhoradas do ciclo Rankine, as quais formam os ciclos de reaquecimento e regeneração, fazendo com que possa existir uma ampla variação das condições de operação. A pressão de operação do vapor pode variar de 2 até 300 bares, a temperatura do vapor pode variar de 350 até 600°C e a potência de saída varia entre 0,5 até 1900 MW [76,77].

b. ORC (Ciclo Orgânico Rankine)

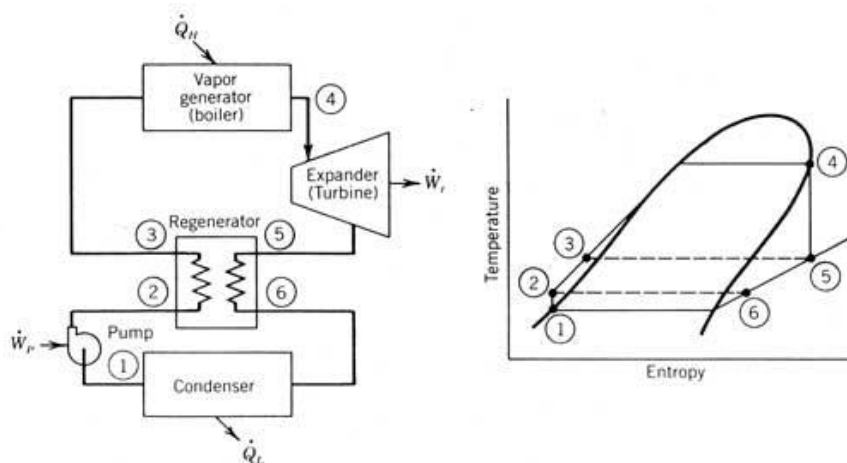
O ciclo ORC é um ciclo de conversão de energia térmica de baixa e média temperatura em eletricidade. Este ciclo é semelhante ao ciclo de Rankine a vapor envolvendo os mesmos componentes (evaporador, máquina de expansão, condensador e bomba), mas ao invés de se empregar água como fluido de trabalho é utilizado um fluido orgânico. Um dos maiores problemas no ciclo ORC é a escolha do fluido de trabalho orgânico mais apropriado e da configuração do próprio ciclo [78,79].

Estes sistemas podem ser utilizados para a produção de energia, principalmente a partir de fontes quentes provenientes da combustão de biomassa, e também a partir de outras de energia térmica, tais como, a geotérmica e a solar. O fluido orgânico pode ser aquecido de modo direto ou indireto.

O caso indireto é o mais utilizado, no que a energia produzida pela combustão é transferida para um fluido térmico (óleo térmico na maioria dos casos) através de uma caldeira. Conforme pode ser visualizado na Figura 2.11 (a), o fluido térmico é usado como meio de transferência de calor no ciclo ORC através de um trocador de calor. A utilização do fluido térmico permite que a troca de calor seja efetuada praticamente à pressão atmosférica [76], além disso, na Figura 2.11 (b) encontra-se o ciclo Rankine Orgânico direto com um diagrama TS do fluido de trabalho.



(a)



(b)

Figura 2.11 - Ciclo Rankine Orgânico Indireto (a), Ciclo Rankine Orgânico e diagrama TS (b). Fonte:[76]

O ciclo ORC é aplicado em instalações com potência elétrica de pequena escala variando entre 5 kW e 3 MW (para configurações comerciais) para o qual a utilização do ciclo Rankine convencional, que usa vapor em alta pressão, pode não ser viável. Devido ao elevado custo de investimento e as limitações da tecnologia, o ciclo ORC só pode ser utilizado para baixas potências [76].

c. Tipos de Acionadores

Tem-se 3 principais tipos de acionadores para a geração de energia no Rankine orgânico: turbinas radiais, turbinas axiais e os expansores do tipo parafuso. As principais diferenças estão relacionadas à faixa de potências nas quais estes dispositivos operam, sendo que as turbinas radiais comerciais trabalham com potências superiores a 200 kW, os expansores do tipo parafuso trabalham com potências de até 300 kW e as turbinas axiais são empregadas para potências na faixa de 500 kW até 3 MW [44].

c1. Expansores de parafuso

Também conhecido como duplo expensor parafuso, seu princípio de operação é inverso aos dos compressores de parafuso, os quais possuem dois rotores em forma de parafusos, que giram em sentido contrário, mantendo entre si uma condição de engrenamento. Nos expansores do tipo de parafuso ao invés de ocorrer a compressão do fluido de trabalho nas câmaras dos parafusos é o fluido que movimenta o parafuso ao realizar a expansão[44]. Um esquema de expensor de parafuso sem fim é mostrado na Figura 2.12. O esquema do expensor parafuso mostra a entrada do vapor (1), a saída do vapor (2), o parafuso principal (3), o selo do rotor (4), a engrenagem de distribuição (5), os rolamentos de fricção (6) e o parafuso de saída (7).

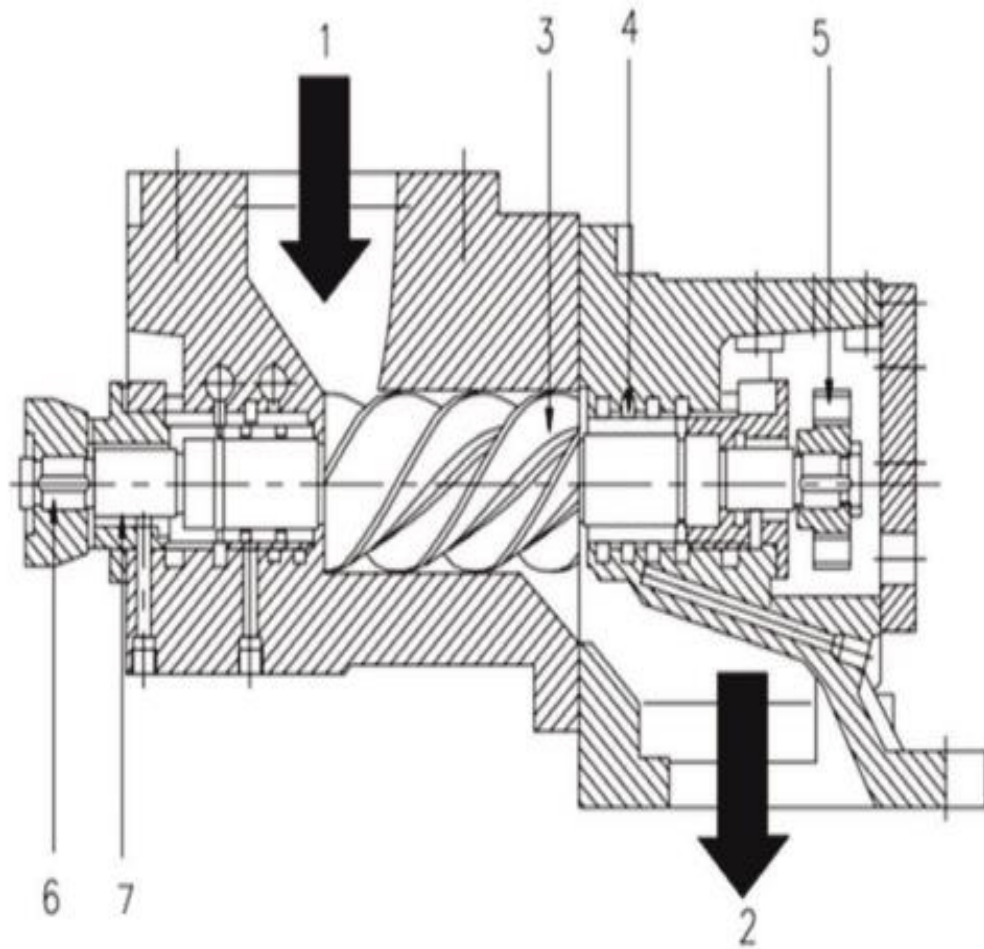


Figura 2.12 - Expansor de Parafuso sem fim. Fonte: [44]

c2. Turbinas Axiais e Radiais

Em uma turbina a vapor o escoamento do fluido de trabalho pode ocorrer de duas maneiras em relação ao rotor da turbina. Na turbina axial, o escoamento do fluido de trabalho se dá na direção do eixo (axial) de rotação da turbina [44]. Na turbina radial o escoamento se dá na direção perpendicular ao eixo (radial) de rotação da turbina. A Figura 2.13 mostra uma turbina axial (a) e uma radial (b).

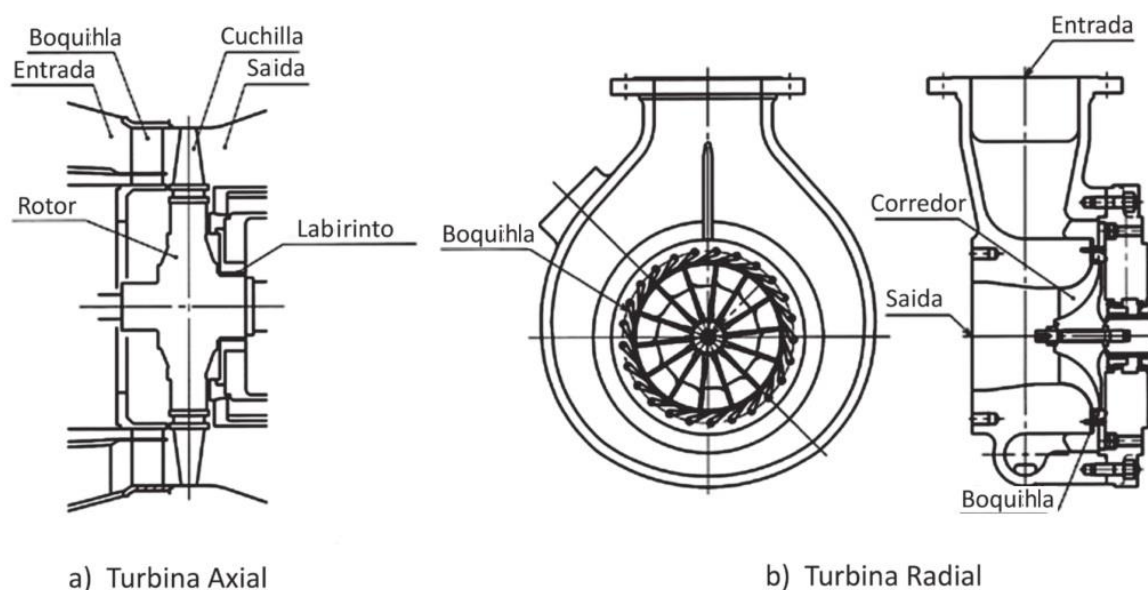


Figura 2.13 – Comparação de uma turbina Axial e uma radial. Fonte: [44]

A turbina axial comta com as seguintes partes: entrada, boquilha, lâmina, rotor, labirinto e saída, além a turbina radial entrada, boquilha, corredor e saída, elas tem diferentes lugares para as entradas e saídas.

2.6.5. Motores a vapor

O sistema de geração com motor a vapor é composto por uma caldeira e um motor a vapor. A geração do vapor para o acionamento do sistema é feita na caldeira com a queima do combustível escolhido. O calor liberado é utilizado para transformar água na fase líquida em vapor (normalmente com parâmetros de pressão de 20 bar e 300 °C). Recentemente, o interesse pelo emprego dos motores a vapor ressurgiu em virtude da possibilidade de sua utilização para a geração em pequena escala a partir da biomassa, e também como consequência de novos desenvolvimentos tecnológicos. Este tipo de tecnologia encontra-se com uma maturidade boa no resto do mundo, na atualidade no Brasil tem-se algumas unidades do fabricante alemão Spilling Energie Systeme GmbH. Na Figura 2.14 mostra-se o esquema de um motor a vapor desta empresa, ele só precisa ser acoplado com uma caldeira para a geração de energia.

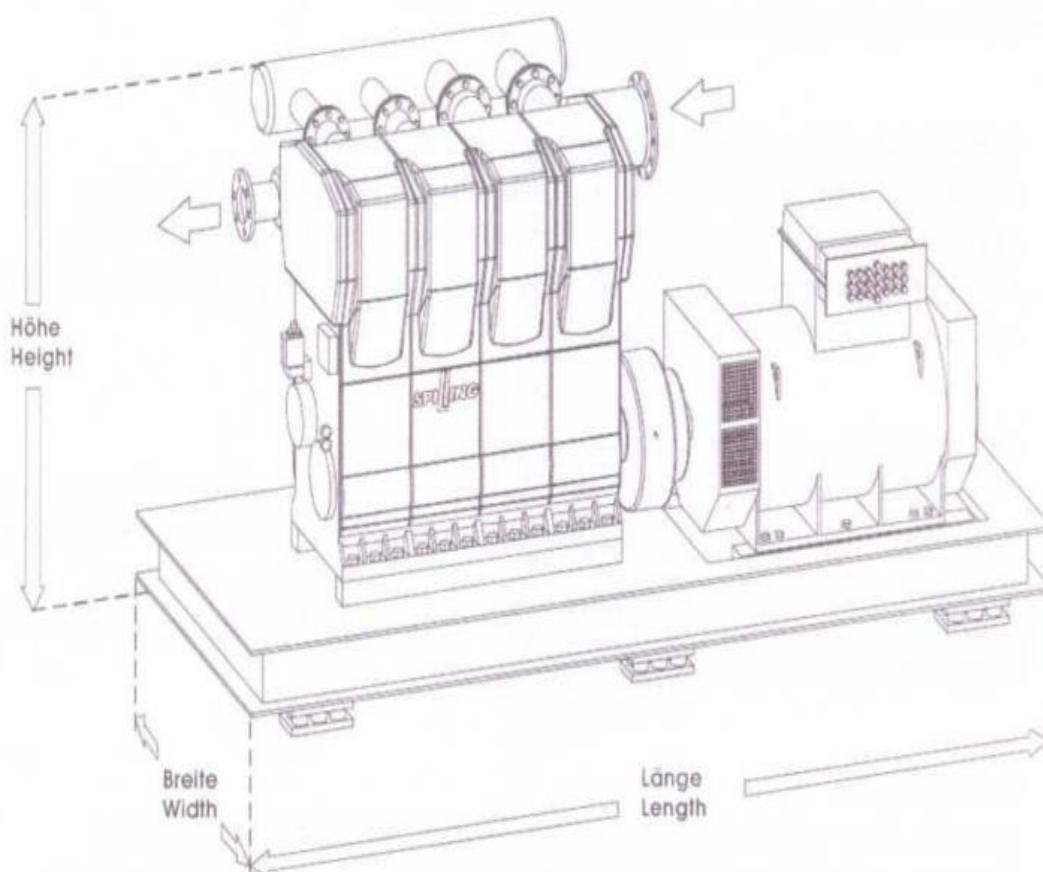


Figura 2.14 - Motor a vapor de 301 kW da empresa spilling . Fonte: [80]

Os motores a vapor devem ser aplicados para gerações de pequena potência onde exista abundância de biomassa para ser utilizada como combustível devido à sua baixa eficiência (12%-16%) [76].

2.7. Geração em Pequena Escala

A geração de eletricidade em pequena escala a partir da biomassa foi objeto de diferentes estudos e projetos nos períodos posteriores às primeira e segunda crises do petróleo. Estes projetos eram voltados principalmente para a geração em regiões isoladas e em comunidades de baixa renda. Estes foram os anos dos grandes projetos de gaseificação na Índia, China e Tailândia. Nos anos 1980 o Banco Mundial encomendou um estudo visando esclarecer as causas de fracassos e sucessos nos projetos implementados naqueles anos [60].

O desenvolvimento tecnológico dos equipamentos relacionados à geração de eletricidade a partir da gaseificação de biomassa, na maioria dos casos, não conseguiu alcançar o estágio comercial, como é mostrado na Tabela 2.4. Nesta tabela os dados referem-se a duas faixas de potências: a microgeração (5-200 kW), que é típica de pequenas comunidades isoladas e a minigeração (200-1000 kW), que é típica de comunidades maiores e pequenas indústrias.

A Tabela 2.4 inclui também a avaliação de tecnologias relacionadas com a combustão de biomassa, tais como, a gaseificação, os ciclos a vapor, os ciclos de Rankine orgânicos (ORC), motores a vapor e biodigestores. Em geral para a faixa de potências correspondente à micro e mini geração, estes sistemas são caracterizados pela sua baixa eficiência [60].

Tabela 2.4 - Maturidade tecnológica e viabilidade comercial de diferentes tecnologias para a geração de eletricidade a partir da biomassa (A – Alta, M – Média, B – Baixa. Fonte:[60]

Faixa de potência. kW.	Tecnologia	Maturidade tecnológica			Disponibilidade comercial			Comentários
		A	M	B	A	M	B	
5-200	Gaseificação//MACI (Motor Alternativo de Combustão Interna)		X			X		Poucas ofertas comerciais e projetos de sucesso
	Biodigestores		X			X		Comercial, baixa eficiência.
200- 1 000	Combustão/CV (Ciclo a Vapor)	X				X		Comercial, baixa eficiência.
	Motores a Vapor		X			X		Comercial, baixa eficiência.
	Ciclo Rankine Orgânico		X			X		Comercial, baixa eficiência.
	Biodigestores		X			X		Comercial, baixa eficiência.
	Gaseificação//MACI (Motor Alternativo de Combustão Interna)		X			X		Pouca oferta comercial de projetos de sucesso

A geração elétrica de pequena escala empregando a biomassa sólida como combustível pode ser obtida por um dos quatro seguintes processos: queima direta em caldeira com produção de vapor e acionamento de máquina alternativa a vapor (motores a vapor), queima direta em caldeira com produção de vapor e acionamento de turbina a vapor (ciclo Rankine e ciclo Rankine orgânico), gaseificação e acionamento de motor de combustão interna pelo gás gerado e na biodigestão do substrato (biomassa), com a consequente conversão do biogás gerado na biodigestão em um conjunto formado pelo motor alternativo de combustão interna e gerador elétrico [48].

3. Metodologia e Estudo De Caso (Região Norte)

3.1. Tecnologias utilizadas

Neste capítulo encontram-se as informações da região Norte:

Os conceitos de comunidade isolada.

Os dados das usinas termelétricas da região.

Os tipos de lavouras existentes.

Os fatores de geração específica de resíduos para cada uma delas.

A modelagem termodinâmica de diferentes tecnologias de geração de eletricidade.

Os processos e as tecnologias consideradas neste trabalho para a geração de energia elétrica são:

Processo combustão direta com as tecnologias de ciclo Rankine convencional e ciclo Rankine orgânico.

Processo de gaseificação e biodigestão com tecnologia de motor alternativo de combustão interna.

A Tabela 3.1 apresenta as principais características técnicas das tecnologias em estudo.

Tabela 3.1 – Principais características técnicas das diferentes tecnologias de geração de eletricidade consideradas.
Fonte: elaboração própria.

Processo	Tecnologia	Parte	Fornecedor	Faixa de potência (kW)	Pressão e Temperatura de Trabalho	Eficiência	Referência
Combustão Direta	Ciclo Rankine	Modulo - RC	Elliott Group Ebara Corporation	150 - 560 - 1044	45 - 48 bar -400 -482 °C	15 - 20%	[81]
		Modulo - RC	Siemens	300 - 750	40 - 101 bar - 400 - 500 °C		[82]
		Modulo - RC	TGM	100 - 2000	65 bar – 480 °C		[83]
		Modulo - RC	Spilling Energie Systeme	300-2000	6 - 70 bar - 480 °C		[84]
		Modulo - RC	texas Industrial Ltda	450-1000	22-42 bar - 300 - 420 °C		[85]
	Ciclo Rankine Orgânico	Modulo - ORC	Siemens	400 - 600 - 1000	300 °C	18,4 - 19,6%	[86]
		Modulo - ORC	Adoratec	300- 400-500-625-750- 875-1000-2400	250 - 320 °C	-	[87]
		Modulo - ORC	Pratt & Whitney-Turboden	400 - 1250	275 °C	18,2 - 19,2%	[88]
	Motor a Vapor	Motor a Vapor	Spilling Energie Systeme	100 - 1200	4 - 60 bar - 300 °C	12 – 16%	[89]
Biodigestão com motor gerador	Biodigestor	Biodigestores Rotoplas	PROCON SRL	20 -100	-	-	[90]
	Biodigestor	Gerador Biodigestor	Aqua Limpia	20 - 1000	-	-	[90]
	Biodigestor	Gerador Biodigestor	EnviTeSB - Soluções em Engenharia Ambiental Ltda	100-1000	-	-	[91]
	Biodigestor	Gerador Biodigestor	BIOGEMEX	40-110	-	-	[90]
	Biodigestor	Biodigestor	Sansuy S.A.	20 - 1000	-	-	[91]
Gaseificação com motor	Gaseificador	Gaseificador	Bios (Bioenergiesysteme)	20-1000	-	-	[92]
	Gaseificador	Gaseificador	Shandong Lvhuan Power Equipment Co., Ltd.	5-3000	-	-	[92]
	Gaseificador	Gaseificador	Golden Machinery Equipment Co., Limited	50	-	-	[92]
	Gaseificador	Gaseificador	Wuxi Teneng Power Machinery Co., Ltd.	50-20000	-	-	[93]
	Gaseificador	Gaseificador	Siemens	5000	-	-	[93]

3.2. Região Norte e Comunidades Isoladas

Das cinco regiões que compõem o Brasil a região Norte é a que possui a maior extensão territorial das cinco regiões do Brasil, com 3,854 milhões de km², o que corresponde a 45,3%

do território nacional. Nesta região encontram-se os Estados do Acre, Amapá, Amazonas, Pará, Rondônia, Roraima e Tocantins. O maior destes Estados é o do Amazonas, coberto na sua maior parte por rios e vegetação.

Para geração e transmissão de energia elétrica, por exemplo, o país conta com um sistema composto por usinas, linhas de transmissão e ativos de distribuição que opera de forma interligada. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é considerada uma imensa “rodovia elétrica”, na atualidade abrange a maior parte do território brasileiro e é constituída pelas conexões realizadas ao longo do tempo, de instalações inicialmente restritas ao atendimento exclusivo das regiões de origem: Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Além disso, há diversos sistemas de menor porte, não-conectados ao SIN e, por isso, chamados de Sistemas Isolados, que se concentram principalmente na região Amazônica, no Norte do país [94].

As comunidades isoladas são formadas, principalmente, por populações tradicionais, tais como: pescadores, quilombolas, extrativistas, seringueiros, ribeirinhos, índios ou descendentes destes. As semelhanças destes grupos são a carência de eletricidade, educação, saúde, infraestrutura para produção, capacitação para produção, transporte e algumas outras necessidades específicas, além da falta econômica que os situa, em geral, abaixo da linha de pobreza, e muitas vezes, da linha de miséria [47].

As comunidades isoladas podem ser definidas em dois tipos: comunidades isoladas atendidas e não atendidas pelos serviços de energia elétrica. As comunidades isoladas atendidas por um sistema de geração de eletricidade independente pertencem a um sistema elétrico isolado, não conectado ao SIN, (nestas comunidades o custo de investimento para a interligação ao SIN não é viável). As comunidades isoladas não atendidas são aquelas que não dispõem de nenhum fornecimento de energia, nem mesmo geração local [95].

A carga própria prevista para 2017 corresponde à aprovada pelo Comitê Técnico de Mercado - GTON totaliza 482,7 MW correspondendo ao 4,74% da geração de Brasil com combustíveis fósseis, na Figura 3.1 encontram-se o atendimento realizado para a população prioritária na região norte do país pelo programa luz para todos, este foi centrado nas comunidades indígenas, as comunidades quilombolas e as famílias que ficam perto da hidroelétrica de Tucuruí, nestes locais as famílias se encontram compostas por 5 pessoas na maior quantidade dos casos [100].

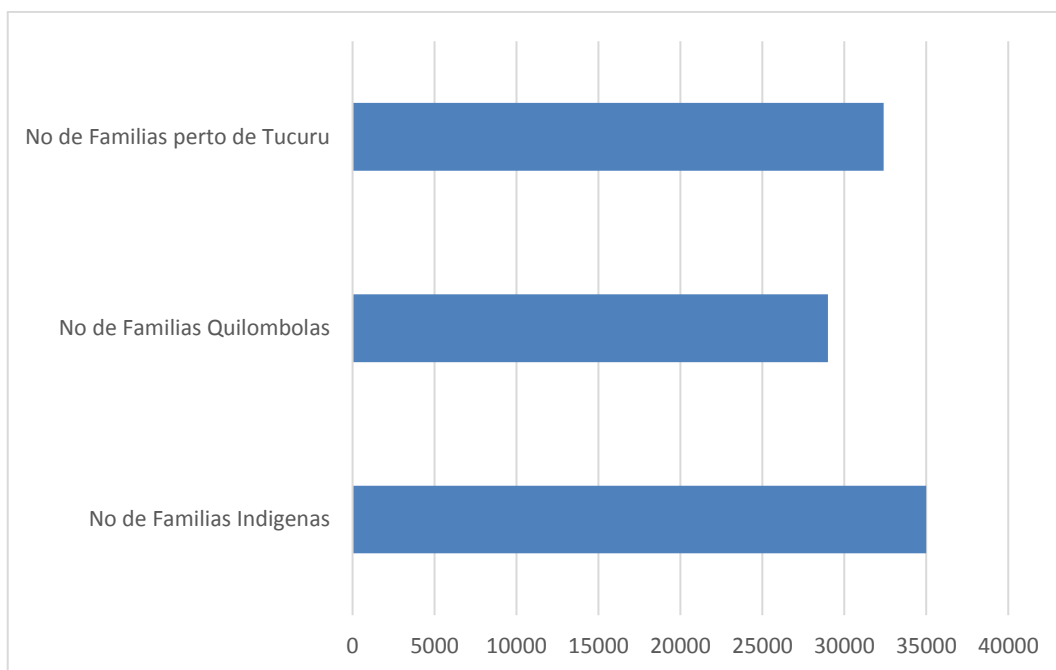


Figura 3.1 - Atendimento da População Prioritária Região Norte. Fonte:[96, 100]

Os sistemas isolados da região Norte não conectados ao SIN atendem 45% do território, e estão localizados nas capitais da região Norte (fornece energia a consumidores localizados nos Estados do Acre, Amazonas, Pará, Rondônia, Roraima, Amapá e Mato Grosso, bem como na ilha de Fernando de Noronha), exceto Belém, Tocantins, parte do Pará e no interior dos Estados. A geração de energia elétrica é realizada em pequenas unidades geradoras a óleo diesel que muitas vezes apresentam grandes dificuldades para o abastecimento [19, 20, 97, 98, 99, 100].

Para subsidiar os custos anuais da geração termelétrica produzida nos sistemas isolados do País, os quais são maiores do que os custos correlacionados à geração através de usinas hidrelétricas e termelétricas convencionais, inicialmente criou-se um fundo setorial denominado Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), instituído por meio da Lei nº 5.899/1973, que é regulado e fiscalizado pela ANEEL e cobrado dos consumidores que fazem parte do SIN [94], esta legislação foi substituída pelo novo marco regulatório para os Sistemas Isolados foi estabelecido pela Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, que dispõe sobre o serviço de energia elétrica nesses Sistemas. Essa Lei foi regulamentada pelo Decreto nº 7246, de 28 de julho de 2010, e pela Resolução Normativa - RN ANEEL nº 427, de 22 de fevereiro de 2011, na qual foi estabelecida, em seu Artigo 36, a obrigatoriedade do GTON elaborar o Plano Anual de Operação dos Sistemas Isolados[100].

No ano de 2009 o Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis estabeleceu que deveriam ser gastos R\$ 4,2 bilhões para a geração nos sistemas isolados, sendo R\$ 3,7 bilhões para cobertura com combustíveis, R\$ 95 milhões para os empreendimentos sub-rogados e R\$ 395 milhões para a restauração do balanço do ano anterior. A geração da carga própria indicada pela Grupo Técnico Operacional da Região Norte (GTON) para ser cumprida no ano de 2017 foi de aproximadamente 4.628.215 MWh [100].

3.2.1 Usinas Termelétricas na Região Norte

A Tabela 3.2 mostra a classificação das usinas termelétricas da região Norte, segundo o tipo de combustível empregado. É possível notar que é expressivo o número de usinas que utilizam diesel como combustível (342), seguido de usinas que utilizam gás natural (10) e óleo combustível (9), gás de alto forno, bagaço de cana-de-açúcar, gás natural, licor negro, carvão mineral, resíduos de madeira, casca de arroz, capim elefante e óleos vegetais [101].

Tabela 3.2 - Tipo de Usinas Em Operação Região Norte BIG - Banco de Informações de Geração. Fonte:[101]

Combustível	Nº de Usinas	Potência Fiscalizada (kW)
Óleo Combustível	9	1.059.593
Óleo Diesel	342	1.681.456
Gás de Alto Forno - CM	1	14.000
Bagaço de Cana de Açúcar	2	81.250
Gás Natural	10	686.352
Licor Negro	1	55.000
Carvão Mineral	1	103.854
Resíduos de Madeira	8	18.610
Casca de Arroz	1	2.288
Capim Elefante	1	1.700
Óleos vegetais	3	14.350
Total Geral	379	3.718.453

3.3. Potencial de Biomassa na Região Norte (Resíduos Agrícolas)

A região Norte conta com um grande potencial de geração de resíduos agrícolas, utilizando basicamente dois tipos de lavouras: temporárias e permanentes. No Brasil, existem 52 tipos de lavouras cadastrados na base de dados do IBGE, sendo que deste total, 39 são encontradas na região Norte, sendo 17 do tipo temporário e 22 do tipo permanente (Figura 3.2.) (dados do IBGE do ano 2012).

Estas culturas encontradas na região Norte contam com um grande potencial de geração de resíduos agrícolas e a Tabela 3.3 mostra a produção destas lavouras na região Norte e no Brasil.

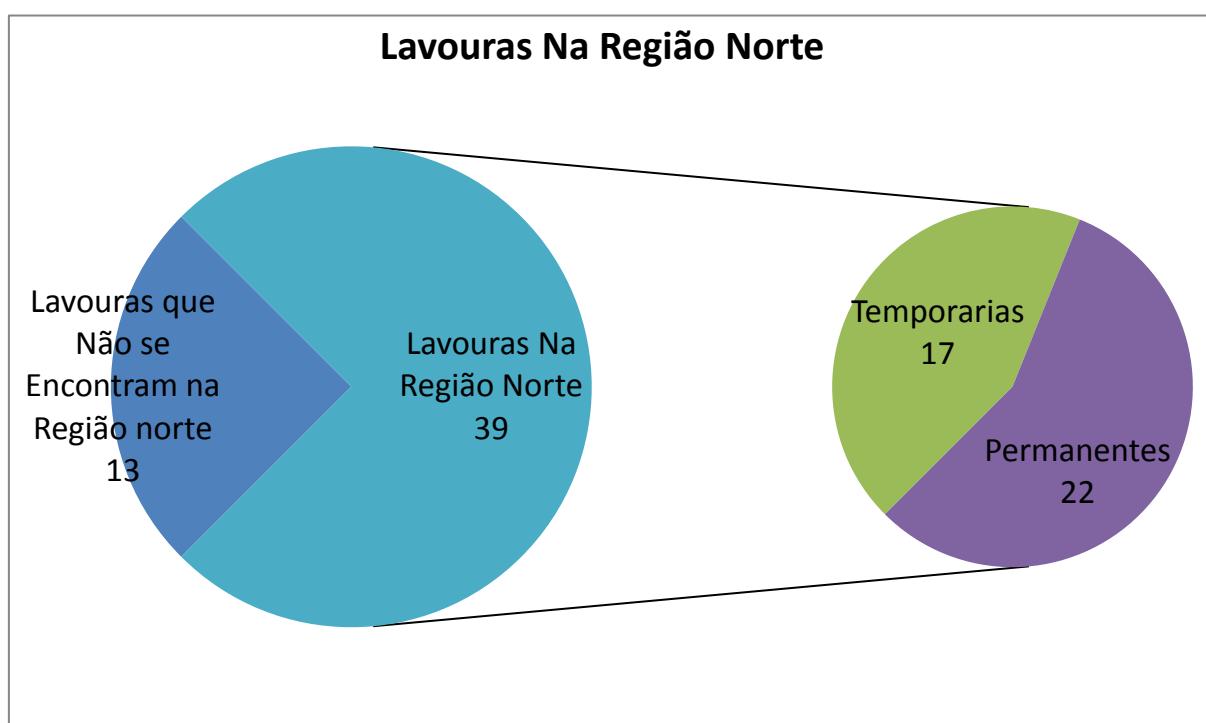


Figura 3.2 – Distribuição das Lavouras Na Região Norte Fonte:[102]

Tabela 3.3 - lavouras temporárias e permanentes no Brasil e na região norte. Fonte:[102]

Lavoura Temporária			Lavoura Permanente		
Produção Agrícola	Brasil	Norte	Produção Agrícola	Brasil	Norte
Abacaxi (Mil frutos)	1697734	441379	Abacate (Toneladas)	159903	1908
Algodão herbáceo (em caroço) (Toneladas)	4969064	22318	Banana (cacho) (Toneladas)	6902184	829959
Amendoim (em casca) (Toneladas)	334224	10396	Borracha (látex coagulado) (Toneladas)	295147	6163
Arroz (em casca) (Toneladas)	11549881	939245	Cacau (em amêndoa) (Toneladas)	253211	88219
Batata-doce (Toneladas)	479425	6479	Café (em grão) Total (Toneladas)	3037534	99051
Cana-de-açúcar (Toneladas)	721077287	3340423	Café (em grão) Arábica (Toneladas)	2278738	1453
Feijão (em grão) (Toneladas)	2794854	120679	Café (em grão) Canephora (Toneladas)	758796	97598
Fumo (em folha) (Toneladas)	810550	214	Castanha de caju (Toneladas)	80630	3495
Juta (fibra) (Toneladas)	993	993	Coco-da-baía (Mil frutos)	1954354	252406
Malva (fibra) (Toneladas)	8467	8467	Dendê (cacho de coco) (Toneladas)	1240992	1036639
Mandioca (Toneladas)	23044557	7421480	Goiaba (Toneladas)	345332	7128
Melancia (Toneladas)	2079547	346187	Guaraná (semente) (Toneladas)	3794	870
Melão (Toneladas)	575386	1569	Laranja (Toneladas)	1,8E+07	283931
Milho (em grão) (Toneladas)	71072810	1657466	Limão (Toneladas)	1208275	31440
Soja (em grão) (Toneladas)	65848857	2135471	Mamão (Toneladas)	1517696	41688
Sorgo (em grão) (Toneladas)	2016873	30126	Manga (Toneladas)	1175735	2132
Tomate (Toneladas)	3873985	58494	Maracujá (Toneladas)	776097	45781
			Palmito (Toneladas)	194138	1337
			Pimenta-do-reino (Toneladas)	43345	32499
			Tangerina (Toneladas)	959672	5485
			Urucum (semente) (Toneladas)	12043	4093
			Uva (Toneladas)	1514768	202

A partir da base dados da ANEEL (informações das usinas a óleo diesel na região Norte de Brasil), determinou-se que dos 450 municípios da região Norte, 153 municípios possuem usinas termelétricas a óleo diesel (342 usinas no total) e deste total só 30 possuem usinas termelétricas com potências menores do que 1000 kWe. Nos municípios com potências inferiores a 1000 kWe existem 31 tipos de lavouras, cujos resíduos podem ser utilizados para a geração de eletricidade, sendo este o mercado alvo deste trabalho [102].

3.3.1. Resíduos Agrícolas da Região Norte

Na Figura 3.3 são mostradas as produções das diferentes lavouras da região Norte. Pode-se observar que, devido à baixa representatividade (lavouras com produção menor a 500 tons

ou sem potencial de geração por alto conteúdo de umidade), algumas foram descartadas na análise deste trabalho. Nesta figura também se mostra a quantidade de municípios onde é possível se encontrar estas lavouras, assim como a porcentagem de participação de cada uma delas.

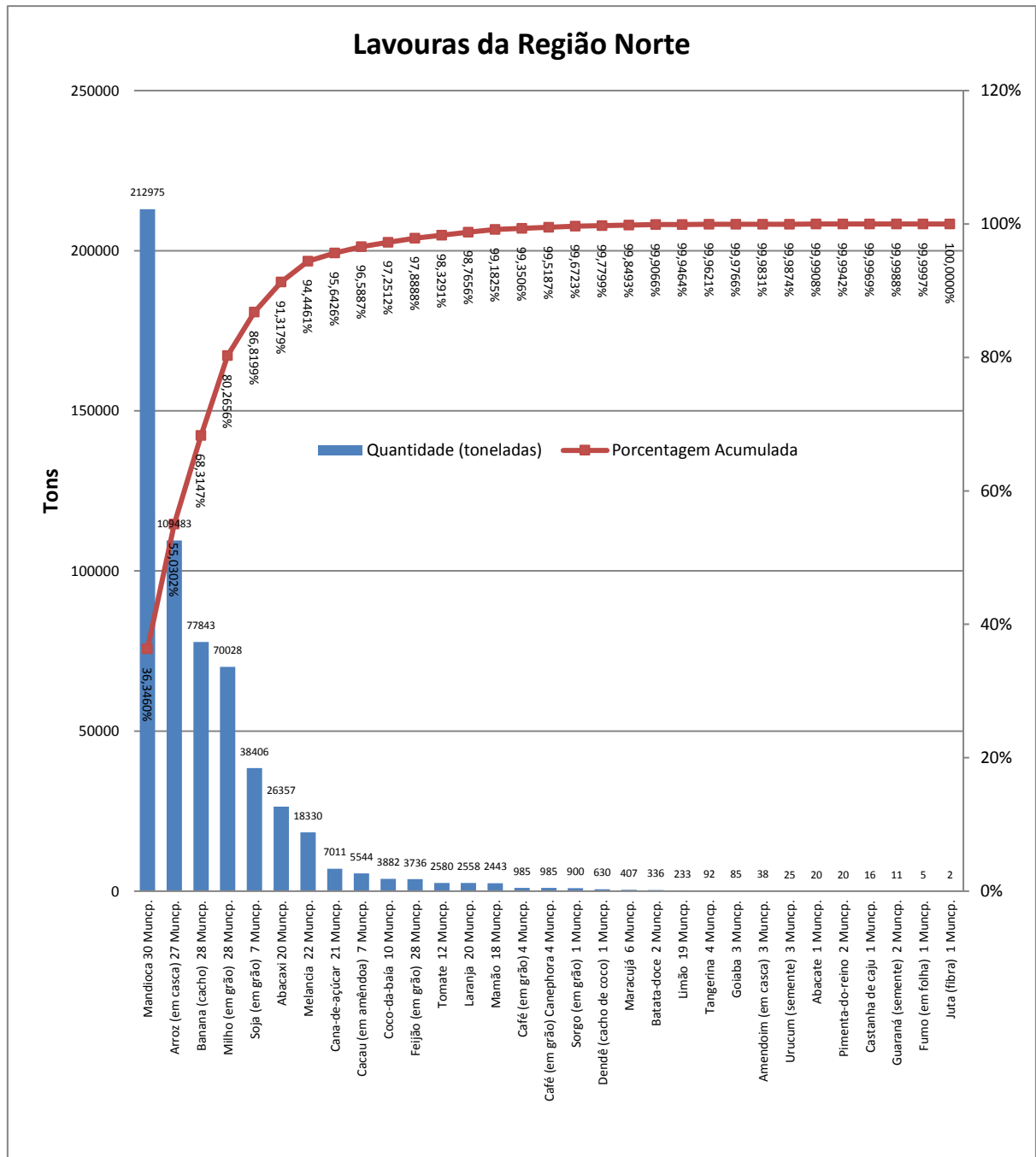


Figura 3.3 – Quantidades geradas das diferentes lavouras na Região Norte de Brasil. Fonte: [102]

Tendo como base a Figura 3.3 decidiu-se descartar algumas culturas devido a sua baixa representatividade. Assim, a melancia, a laranja, o maracujá, a batata doce, o limão, a tangeria, o tomate e o mamão foram descartados do estudo pelo fato de não terem sido encontradas

informações do aproveitamento energético dos resíduos destas culturas, isso acontece principalmente pelo seu alto conteúdo de umidade. As culturas de goiaba, amendoim, urucum, abacate, pimenta-do-reino, castanha de caju, guaraná, fumo e juta foram descartados pelo fato de que as quantidades de resíduos produzidos por essas culturas são pequenas (menor que 500 tons), e, portanto, elas não permitiriam uma geração de eletricidade significativa. Assim, somente foi considerada na avaliação deste trabalho a utilização de resíduos de 14 culturas.

A seguir são mostrados os tipos de resíduos agrícolas que tem potencial para a geração de energia na região norte do Brasil. A Equação 3.1 mostra o cálculo do fator de conversão (FC) que representa a quantidade de resíduos produzidos por cada cultura. Esse fator depende do fator de relação (FR), que representa a quantidade de resíduos gerados provenientes da quantidade de produto produzido, e do fator de disponibilidade (FD), que é o percentual permitido de extração do resíduo:

$$FC = \sum FR * FD \quad (3.1)$$

Onde:

FC= fator de conversão

FR= fator de relação

FD= fator de disponibilidade

A mandioca é um alimento fundamental para os seres humanos. Estudos mostram que 65% da produção de raízes de mandioca são destinadas ao consumo in natura ou formas derivadas alternativas, tendo como principais produtores Nigéria, Brasil, Tailândia e Indonésia [103].

A parte superior da mandioca é um dos subprodutos passíveis de aproveitamento energético, cujo fator de relação com a lavoura é de 0,65. No caso da mandioca será utilizado um fator de disponibilidade de 40% (recomenda-se não retirar mais do que esta porcentagem do resíduo do solo), por isso, obtém-se um fator de 0,26 de conversão dos resíduos da lavoura para a geração de energia [104].

Os resíduos da mandioca têm um poder calorífico de 15,26 MJ/kg [105]. Na revisão bibliográfica foram encontrados alguns trabalhos do aproveitamento energético dos resíduos de mandioca, os quais foram considerados como base de dados para a extração das informações relevantes [103, 106, 107].

O arroz é o cereal de maior importância alimentar no mundo. Ele desenvolve-se sob diversas condições climáticas, sendo, contudo muito exigente em umidade do solo [104]. Este tipo de cultura conta com dois resíduos aproveitáveis: a palha e a casca. De acordo com o banco de dados Phyllis os resíduos de arroz possuem um poder calorífico de 14,54 MJ/kg [108].

A palha tem fator de conversão que varia de 1,24 a 1,25 toneladas de biomassa por toneladas de arroz [109], mas não é recomendado retirar mais do que 40% do resíduo do solo, dessa forma, obtém-se um fator de conversão dos resíduos da lavoura para a geração de energia elétrica igual a 0,5 [104].

Para a casca de arroz, diferentes trabalhos reportam o seu rendimento com base na lavoura. Por exemplo, o “Inventário Energético de Resíduos Rurais” apresenta um valor de 0,18 toneladas de biomassa por tonelada de arroz [104].

O trabalho “Disponibilidade de Resíduos Agroindustriais e do Beneficiamento de Produtos Agrícolas” apresenta um valor de 0,20 toneladas de biomassa por tonelada de arroz [109]. Por sua vez, a análise desenvolvida pelo Centro Nacional de Referência em Biomassa (CENBIO) apresenta um rendimento de casca de arroz de 0,30 [110].

No caso da casca do arroz será utilizado um fator de disponibilidade de 100%, o que resulta em um fator de 0,30 de conversão dos resíduos da lavoura para a geração de energia. O somatório do fator da casca e da palha de arroz, que foram selecionados neste trabalho, resultam em um fator de conversão dos resíduos da lavoura para a conversão de energia igual a 0,80 [104].

Na literatura existe uma série de trabalhos relacionados ao aproveitamento energético para os resíduos de arroz, os quais foram considerados como referência para a extração de dados importantes para a execução do trabalho [104,111-113].

A banana é uma fruta tropical que cresce em regiões quentes do mundo durante todo o ano. De acordo com um estudo desenvolvido pelo Instituto de Pesquisas Econômicas e Aplicadas (IPEA) a banana possui um fator de geração de resíduos de 0,50.

No caso dos resíduos da banana será utilizado um fator de disponibilidade de 100%, o que resulta em um fator de conversão dos resíduos da cultura para a geração de energia igual a 0,50[114-116].

O milho é uma das culturas mais tradicionais e importantes do mundo, cujos avanços tecnológicos nas últimas décadas foram significativos, sendo considerada uma das culturas mais eficientes na produção de biomassa, devido ao seu alto rendimento na conversão de energia [117].

O milho pode ser cultivado em qualquer clima, solo ou altitude. É um dos cereais básicos para a nutrição humana e animal [104]. Os resíduos de milho possuem um poder calorífico inferior de 16 MJ/kg [108].

De acordo com o “Inventário Energético de Resíduos Rurais a Colmo”, folha e palha de milho apresentam um rendimento de 1,68 toneladas de biomassa por tonelada de milho, mas se recomenda não retirar mais dos 40% do resíduo do solo, por isso, é possível obter um fator de conversão dos resíduos da cultura para a geração de energia igual a 0,672 [104].

De forma geral, a maior parte dos trabalhos desenvolvidos para o aproveitamento energético do milho empregam a tecnologia da gasificação [118-119].

A cultura da soja tem mais de 130 anos no Brasil, sendo uma das principais culturas do país [120]. A soja pertence à família das leguminosas e destaca-se por ser muito rica em proteínas, lipídios (fração oleosa), fibras e sais minerais, bem como também em vitaminas do complexo B, raramente presentes em alimentos de origem vegetal [104].

Os resíduos de soja possuem um poder calorífico inferior de 16,48 MJ/kg [108]. De acordo com o “Inventário Energético de Resíduos Rurais” a palha de soja tem um rendimento de 1,21 toneladas de biomassa por tonelada de soja, entretanto o recomendado é não extrair mais do que 30% do resíduo do solo, resultando em um fator de conversão dos resíduos da cultura para a geração de energia igual a 0,363 [104].

O Brasil destaca-se como o maior produtor de abacaxi da América Latina [121], e o terceiro maior produtor mundial de abacaxi, com uma área plantada de cerca de setenta mil hectares, situada principalmente nos Estados da Paraíba, Minas Gerais e Pará [122]. Pelo fato do IBGE aferir os dados de geração de abacaxi em unidade, foi feita uma análise dos dados da literatura para a determinação do peso médio do abacaxi, o qual é igual a 1,5 kg [122].

O fator de conversão dos resíduos da cultura para a geração de energia é de aproximadamente 0,38 [123]. De acordo com o banco de dados Phyllis os resíduos de abacaxi têm um poder calorífico inferior de 17,15 MJ/kg [108].

A cana-de-açúcar é classificada botanicamente como pertencente à grande família Poacea do gênero *Saccharum* [124]. Atualmente, o grande foco das pesquisas está voltado para a gaseificação do bagaço de cana [125], e também para o aproveitamento integral da palha da cana [124-126].

De acordo com as informações da literatura, o fator de conversão energética dos resíduos da cultura é de 0,46 [127]. Os resíduos de cana-de-açúcar têm um poder calorífico inferior de 16,05 MJ/kg [108]. Atualmente, pesquisas inovadoras têm focado no aproveitamento integral da cana-de-açúcar como fonte de energia para a obtenção de novos combustíveis e eletricidade nas usinas sucroalcooleiras.

O cacau é originário da floresta amazônica, nas regiões tropicais da América do Sul e Central. No Brasil, o cacau adaptou-se perfeitamente as condições do Sul da Bahia (solos e clima), sendo um dos pilares fundamentais para o desenvolvimento desta região [114].

O fator de conversão energética dos resíduos da cultura de cacau é igual a 0,50 [109]. Os resíduos de cacau têm um poder calorífico inferior de 15,08 MJ/kg [108].

Conforme estudos desenvolvidos recentemente pode-se observar que os trabalhos desenvolvidos para o aproveitamento energético biomassa de cacau são direcionados para a gaseificação, biodigestão e processos de combustão direta [128-129].

Os resíduos do coco têm-se convertido num problema ambiental acordo a sua disposição final. No ano 2011 o centro de Fortaleza produziu em média 8 toneladas de casca de coco por dia. Nas praias do Futuro esta cifra foi superada, atingindo 9 toneladas de casca de coco por dia [130].

Assim, com o objetivo de solucionar estes problemas ambientais, diversos trabalhos têm sido realizados para a determinação do potencial de geração energética através dos resíduos deste tipo de biomassa, empregando os processos de combustão direta e gasificação [131-132]. De acordo com as informações da literatura o fator de conversão dos resíduos de coco em

energia é igual a 0,60 [114]. No banco de dados Phyllis os resíduos de coco têm um poder calorífico inferior de 19,05 MJ/kg [108].

O feijão é cultivado em todo o território nacional, sendo que os estados do país onde ele é mais cultivado são: Paraná, Minas Gerais, São Paulo, Bahia, Goiás e Mato Grosso e Ceará [104]. Pelos lineamentos do Escritório de Desenvolvimento Regional (EDR) o feijão é cultivado principalmente nos municípios de Avaré, Andradina, Itapetininga e Itapeva do estado de São Paulo [133].

De acordo com o “Inventário Energético de Resíduos Rurais” a palha de feijão tem um rendimento de 1,16 toneladas de biomassa por tonelada de feijão, porém a recomendação é não extrair mais de 40% do resíduo do solo, resultando num fator de conversão de resíduos da cultura para a geração de energia igual a 0,464. O poder calorífico inferior dos resíduos de feijão é de 14 MJ/kg [104].

No Brasil há produção de diferentes tipos de café, os mais conhecidos são o café arábico e o café canephora (também conhecido como o café robusto). O Café arábico é barato de produzir e tem um preço no mercado internacional menor do que do valor do dólar. Enquanto grãos arábica são considerados com uma qualidade superior, o café robusto é geralmente limitado a menores graus de baixa qualidade.

Não foram encontrados trabalhos de geração de energia através dos resíduos de café para o Brasil, portanto, consideraram-se como referência alguns trabalhos realizados em Honduras, os quais tiveram como objetivo a utilização destes resíduos para a produção de bioetanol, biogás e biofertilizantes [134-135]. De acordo com as informações da literatura o fator de conversão é de 0,50 [109], e o poder calorífico inferior dos resíduos de café é 19,05 MJ/kg [104].

O sorgo como biomassa é uma opção renovável para substituir o carvão, a madeira ou o capim elefante [136]. Não foram encontrados muitos trabalhos sobre a geração de energia através da utilização de sorgo no Brasil, contudo no México, o Centro de Pesquisa Científica de Yucatán, desde o ano 2010, está trabalhando na determinação da viabilidade de crescimento do sorgo sacarino (*Sorghum bicolor*) para a produção de bioenergia [105]. De acordo com as informações extraídas da literatura o fator de conversão dos resíduos de sorgo em energia é 0,79 [137]. No banco de dados Phyllis os resíduos de sorgo têm um poder calorífico inferior de 16,48 MJ/kg [108].

O dendezeiro é uma palmeira africana que foi introduzida no Brasil pelos escravos africanos trazidos para o país [138]. Um exemplo de aproveitamento é em algumas cidades da Amazônia estão sendo instaladas usinas termelétricas que realizam a combustão direta dos resíduos da plantação de dendê como combustível. De acordo com as informações obtidas da literatura o fator de conversão dos resíduos da cultura de dendê para a geração de energia é igual a 0,40 [127]. No banco de dados Phyllis os resíduos de dendê possuem um poder calorífico inferior de 16,47 MJ/kg [108].

A Tabela 3.4 mostra informações detalhadas das culturas escolhidas para serem estudadas neste trabalho, abrangendo: quantidade produzida, número de municípios que contém este tipo de cultura, tipos de resíduos produzidos por essa cultura, fator de geração de resíduos e o poder calorífico.

Tabela 3.4 - Fator de geração de resíduos e poder calorífico dos resíduos agrícolas. Fonte: [104,105,108-110,114,123,127,128,137].

Referencia				Fatores				PCI	
Diferentes Tipos de Lavouras	Quantidade Produzida na lavoura (toneladas)	Quantidade de municípios que tem a cultura	Tipo de Resíduo	fator de Relação	fator de Disponibilidade	Fator de Conversão	Referencia	Poder Calorífico Inferior (MJ/kg)	Referencia
Mandioca	212975	30	Ramas (parte superior) [104]	0,65	0,4	0,26	[104]	15,26	[105]
Arroz (em casca)	109483	27	Palha e casca [104]	1,25 - 0,3	0,40 - 1,00	0,8	[110]	14,54	[108]
Banana (cacho)	77843	28	Casca e engaço [114]	0,5	1	0,5	[114]	15,22	[108]
Milho (em grão)	70028	28	Colmo, Folha e Palha [104]	1,68	0,4	0,672	[104]	15,13	[108]
Soja (em grão)	38406	7	Palha de soja [104]	1,21	0,3	0,363	[104]	16,48	[108]
Abacaxi	26357	20	Coroa, casca e miolo [123]	0,38	1	0,38	[123]	17,15	[108]
Cana-de-açúcar	7011	21	Resíduos da Lavoura [137]	0,46	1	0,46	[137]	16,05	[108]
Cacau (em amêndoa)	5544	7	Casca [128]	0,5	1	0,5	[109]	15,08	[108]
Coco-da-baía	3882	10	Casca [114]	0,6	1	0,6	[114]	19,05	[108]
Feijão (em grão)	3736	28	Palha do Feijão [104]	1,16	0,4	0,464	[104]	14	[104]
Café (em grão)	985	4	Casca [109]	0,5	1	0,5	[109]	17,56	[104]
Café (em grão) Canephora	985	4	Casca [109]	0,5	1	0,5	[109]	17,56	[104]
Sorgo (em grão)	900	1	Resíduos da Lavoura [137]	0,79	1	0,79	[137]	16,48	[108]
Dendê (cacho de coco)	630	1	Resíduos da Lavoura [127]	0,4	1	0,4	[127]	16,47	[108]

A Tabela 3.5 mostra as quantidades de resíduos agrícolas obtidas para cada tipo de lavoura para cada município estudado. Estes municípios encontram-se nos Estados de Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima, Pará e Tocantins, os quais constituem a região de

interesse neste estudo. A maior quantidade de resíduos fornecida nesta fase do estudo se deve é oriunda dos resíduos da lavoura de arroz, seguido pelos resíduos das culturas de mandioca, milho, banana, abacaxi, soja, cana-de-açúcar, cacau, feijão, coco, sorgo, café, café *canephore* e dendê.

Tabela 3.5 - Quantidade de resíduos agrícolas por município e tipo de biomassa. Fonte:[102]

Município	Mandioca (Toneladas)	Arroz (em casca) (Toneladas)	Banana (cacho) (Toneladas)	Milho (em grão) (Toneladas)	Soja (em grão) (Toneladas)	Abacaxi (Toneladas)	Cana-de-açúcar (Toneladas)	Cacau (em amêndoas) (Toneladas)	Coco-da-baía (Toneladas)	Feijão (em grão) (Toneladas)	Café (em grão) Total (Toneladas)	Café (em grão) Canephora (Toneladas)	Sorgo (em grão) (Toneladas)	Dendê (cacho de coco) (Toneladas)
Guajará-Mirim – RO	1.965,60	57,6	120	193,5	-	-	-	-	-	10,2	3	3	-	-
Jordão – AC	2.808,00	38,4	380	556,4	-	11,4	276	-	-	4,6	-	-	-	-
Santa Rosa do Purus - AC	936,5	103,2	200	252	-	13,7	128,8	-	-	13,9	-	-	-	-
Atalaia do Norte – AM	904,8	16	78	168	-	41	667	5	6	25,1	-	-	-	25 2
Barcelos – AM	338	1,6	170	2,7	-	85,5	36,8	-	3	0,5	-	-	-	-
Barreirinha – AM	312	112	150	117,6	-	30,8	69	5	1,2	13	5	5	-	-
Japurá – AM	438,6	0	26,5	26,9	-	51,3	69	-	1,2	4,2	-	-	-	-
Juruá – AM	592,8	24	78	56,4	-	123,1	-	10	-	10,2	-	-	-	-
Santo Antônio do Itá - AM	1.466,40	16	133,5	168	-	30,8	46	-	-	8,4	-	-	-	-
Amajari – RR	358,8	12.895,2	515	435,5	-	45,6	8,3	-	-	45,9	-	-	-	-
Alto Alegre – RR	2.878,20	223,2	550,5	1.684,70	2.134,40	114	105,8	-	-	128,1	-	-	-	-
Bonfim – RR	470,6	35.667,2	327,5	461	1.321,30	-	13,8	-	-	88,6	-	-	-	-
Cantá – RR	2.851,20	5.665,60	325	1.046,30	508,2	342	22,1	-	-	115,5	-	-	-	-
Caracaraí – RR	1.133,60	624	265	430,1	-	5,7	32,2	-	-	28,8	-	-	-	-
Iracema – RR	2.168,40	613,6	350	331,3	-	2,9	32,2	-	-	19,5	-	-	-	-
Mucajai – RR	2.113,80	2.192,00	1.084	712,3	-	3,4	113,6	-	-	89,1	-	-	-	-
Normandia – RR	734,5	18.911,2	105	108,2	-	-	7,8	-	-	28,8	-	-	-	-
Pacaraima - RR	457,6	940,8	155	139,1	-	3,4	20,2	-	-	39,9	-	-	-	-
Rorainópolis - RR	3.281,20	546,4	6.448	564,5	-	-	22,5	-	-	53,4	-	-	-	-
Uiramutã - RR	364	56	65	116,9	-	-	1,4	-	-	13,9	-	-	-	-
Altamira - PA	14.560	6.080,80	20.956	3.870,70	245	102,6	828	1.880	922	263,1	447	447	-	-
Aveiro - PA	2.964,00	432	1.440	637,7	-	17,1	80,5	13	46,8	41,3	37,5	37,5	-	-
Bannach - PA	221	32	200	115,6	-	-	-	3,5	13,5	4,2	-	-	-	-
Benevides - PA	93,6	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chaves - PA	163,8	0	360	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Conceição do Araguaia - PA	1.560,00	1008	250	3.481,00	419,3	13.543,2	-	-	63	9,3	-	-	-	-
Melgaço - PA	390	16	25	5,4	-	-	-	-	-	5,1	-	-	-	-
São Félix do Xingu - PA	7.754,50	729,6	4.000	25.409,70	-	285	-	855,5	18	137,3	-	-	-	-
Nova Olinda - TO	468	296	-	241,9	209,1	-	-	-	-	33,4	-	-	-	-
Palmas - TO	624	288	165	5.725,40	9.104,00	171	644	-	90	498,3	-	-	71 1	-
Quantidade (toneladas)	55373,5	71163,95	38921,5	47058,816	13941,378	15023,49	3225,06	2772	1165	1733,51	492,5	492,5	711	252

A Figura 3.4 mostra como foi feito o processo de seleção, mostrando os diferentes grupos obtidos até chegar no mercado alvo do trabalho (30 municípios com potências instalada menor do que 1000 kW).

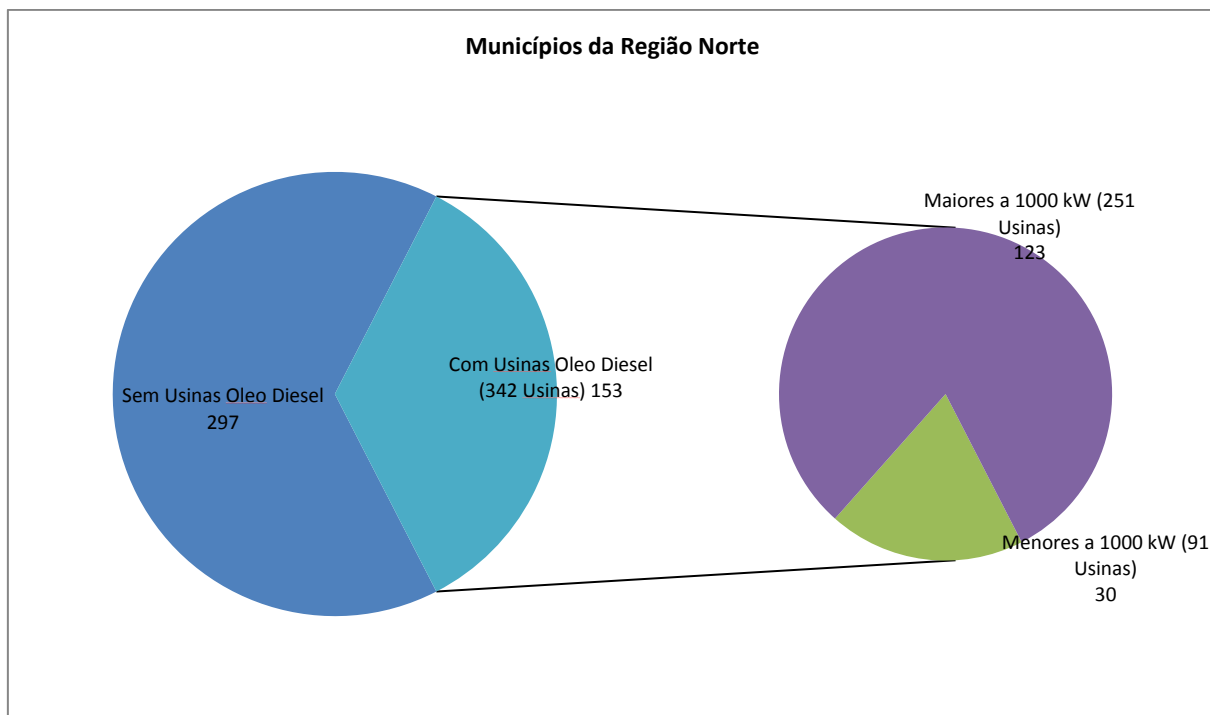


Figura 3.4 - Municípios da Região Norte. Fonte:[101]

A região Norte conta com 450 municípios no total, destes 153 municípios possuem usinas a óleo diesel (342 usinas no total). Dos 153 municípios que têm usinas a diesel, somente 30 se encontram nas faixas de até 1 MW, as quais são o foco principal do escopo deste trabalho (91 usinas a óleo diesel alcançam até 1 MW). Nos municípios estudados têm-se plantas que possuem potências que variam de 4,8 kW até 954 kW, sendo que deste total 30 municípios tem um total de 91 usinas a óleo diesel, das quais 35 estão dentro da faixa de 4,8 kW até 50 kW, 13 estão dentro da faixa de 51 kW até 100 kW, outras 13 na faixa de 101 kW até 300 kW, 22 usinas possuem potências de 301 kW até 600 kW e 8 usinas têm potências que variam de 601 kW até 954 kW [101].

3.4. Análise de geração de resíduos de biomassa

A análise apresentada a seguir será efetuada de acordo com as localizações geográficas dos diferentes municípios, considerando os estados de Rondônia, Acre, Amazonas, Para, Tocantins e Roraima, e considerando os valores apresentados no item anterior.

3.4.1. Estado de Rondônia

Neste estudo, para o estado de Rondônia, considerou-se o município de Guajará-Mirim, que tem uma área de 24.855,7 km² e população estimada de 46.203 habitantes [139]. De acordo com os dados da ANEEL [101] o município conta com uma potência instalada de 954 kW em 3 plantas termelétricas a óleo diesel, cujas potências são iguais a 410 kW, 408 kW e 136 kW. De acordo com as informações da Figura 3.5 o resíduo mais adequado para geração de energia no município de Guajará-Mirim é o de mandioca, com um total de 1966 ton/ano.

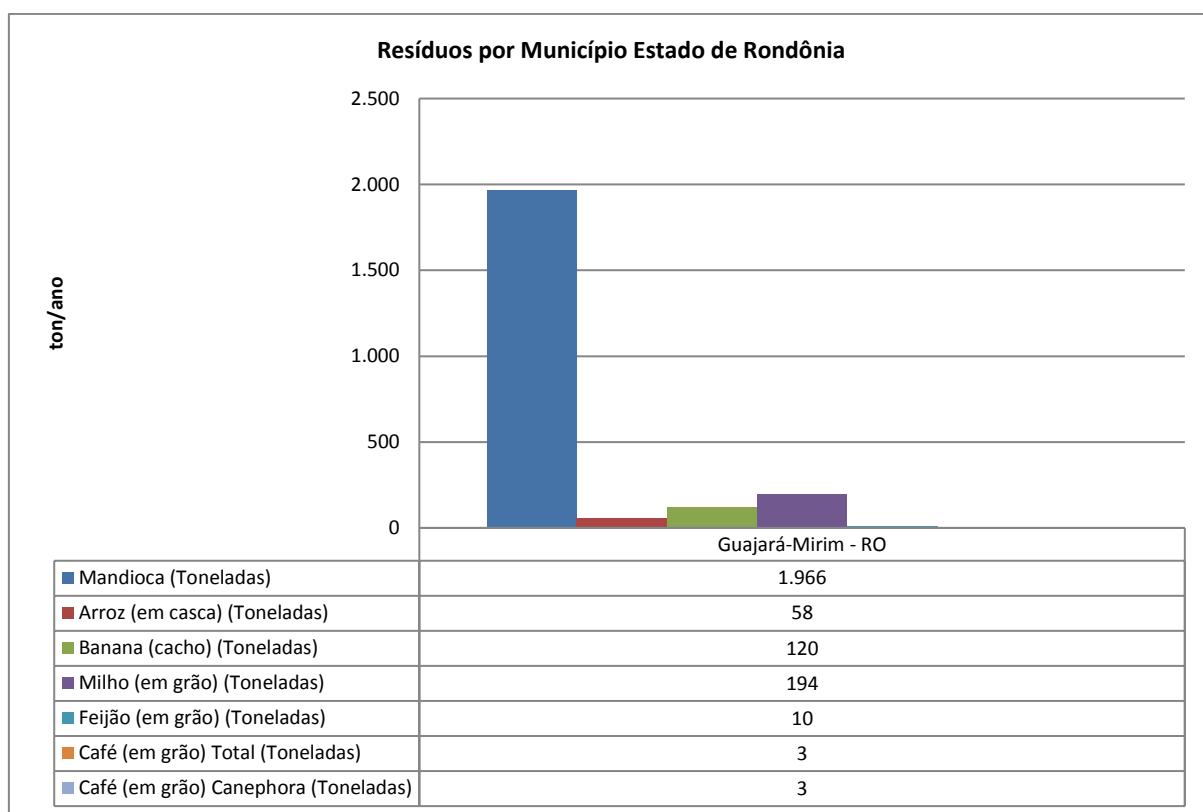


Figura 3.5 – Resíduos por Município estado de Rondônia

3.4.2. Estado de Acre

Para o Estado do Acre foram considerados os municípios de Jordão e Santa Rosa do Purus, os quais possuem uma área de 5.357,3 km² e 6.145,6 km², respectivamente e uma

população de 7330 e 5593 habitantes, respectivamente [139]. De acordo com os dados da ANEEL [101] o município de Jordão conta com uma potência instalada de 1156,8 kW em duas plantas termelétricas a óleo diesel, que possuem uma potência instalada de 633,6 kW e 523,2 kW. O município de Santa Rosa do Purus conta com uma potência instalada de 905,6 kW em 1 planta termelétrica a óleo diesel com a mesma capacidade.

De acordo com as informações da Figura 3.6 o resíduo escolhido para a geração de energia nos municípios de Jordão e Santa Rosa do Purus é a mandioca, com uma geração total de 2.808 e 937 ton/ano, respectivamente.

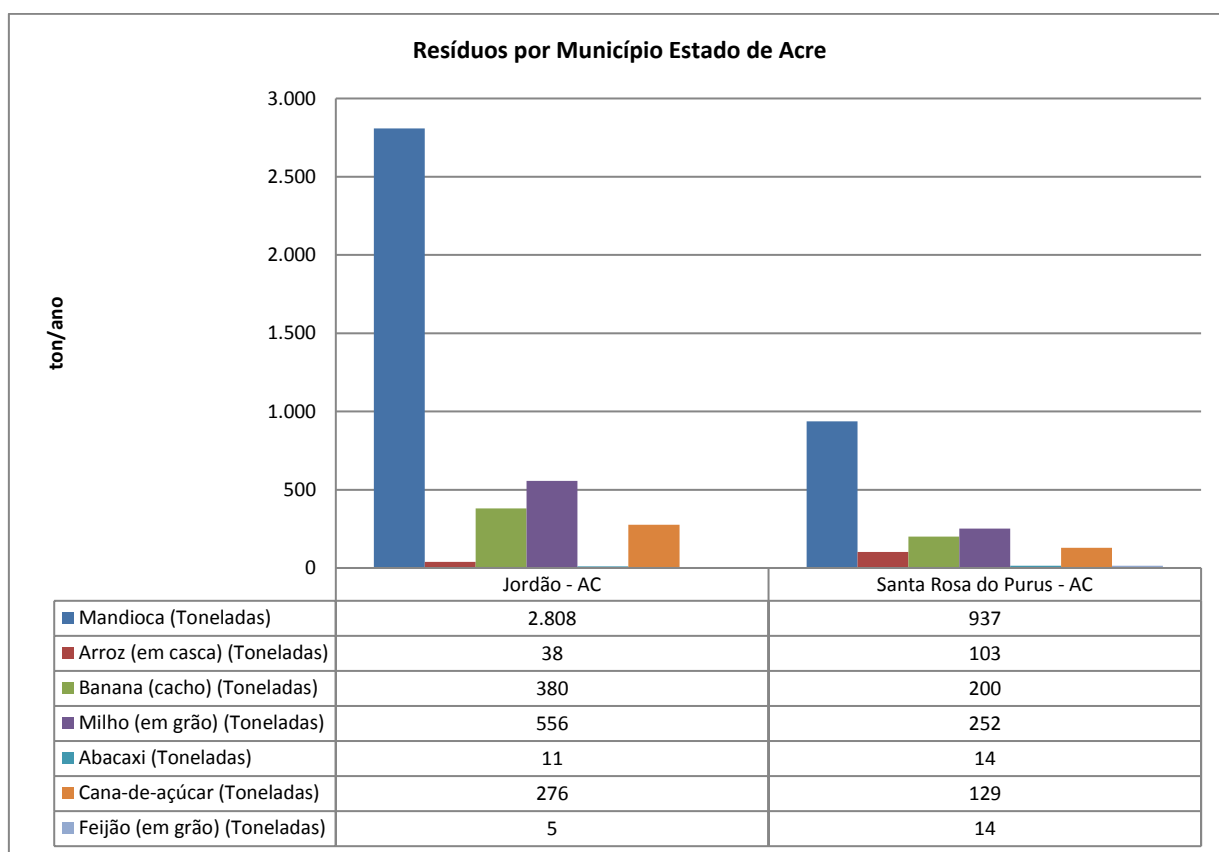


Figura 3.6 – Resíduos por Município estado de Acre

3.4.3. Estado de Tocantins

Para o estado do Tocantins foram considerados os municípios de Nova Olinda e Palmas que possuem uma área de 1566,2 e 2218,9 km², respectivamente e população estimada de

11.408 e 26.409 habitantes, respectivamente [139]. De acordo com os dados da ANEEL [101] o município de Nova Olinda possui uma potência instalada de 347 kW em 1 planta termelétrica a óleo diesel. O município de Palmas possui com uma potência instalada de 954 kW em 1 planta termelétrica a óleo diesel. De acordo com as informações da Figura 3.7 o resíduo escolhido para geração de energia no município de Nova Olinda é a mandioca, com um total de 468 ton/ano, e para o município de Palmas é a soja, com 9104 ton/ano, sendo o milho a segunda opção, com 5725 ton/ano.

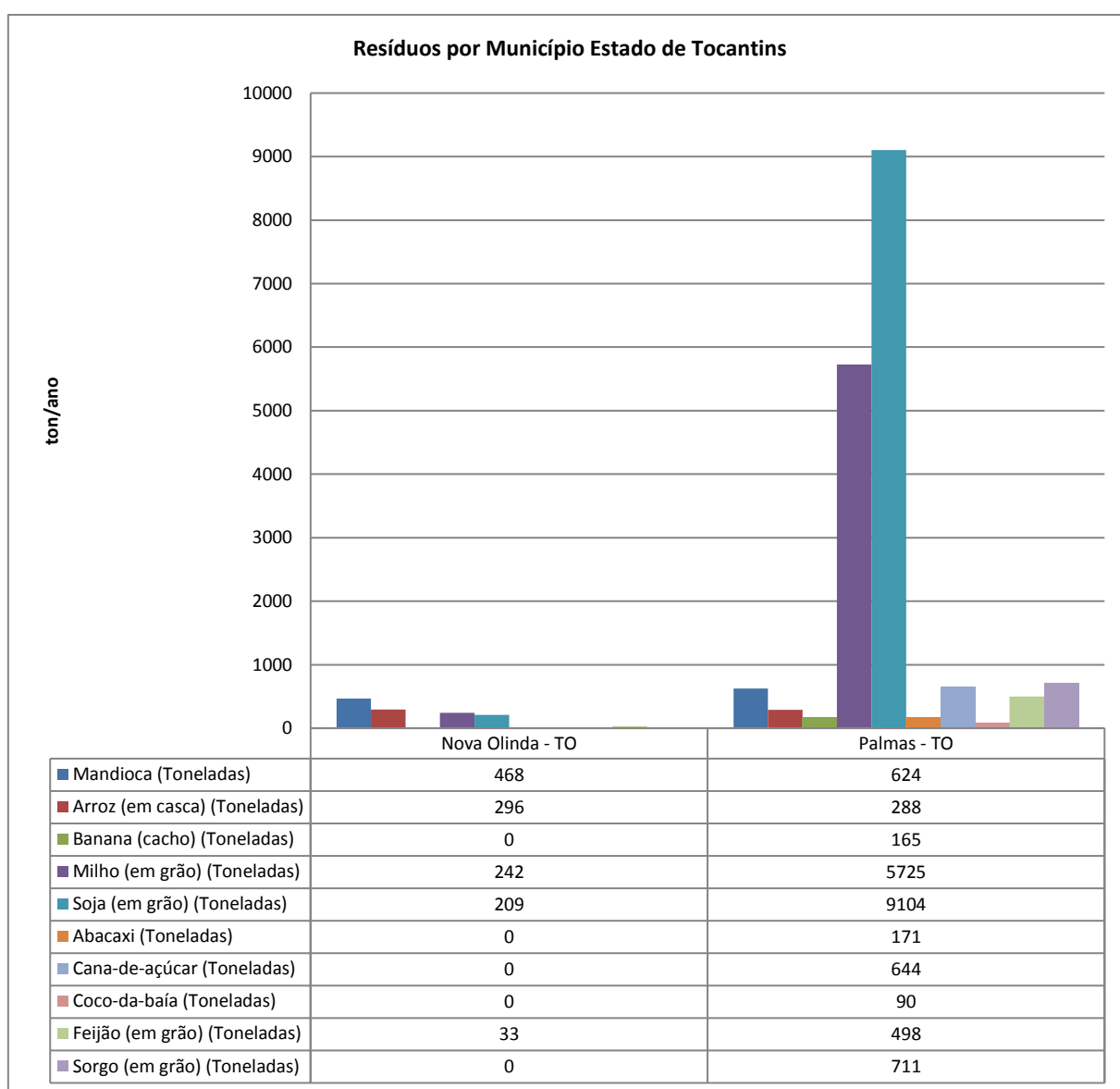


Figura 3.7 – Resíduos por Município estado de Tocantins

3.4.4. Estado de Amazonas

Para o Estado do Amazonas foram considerados os municípios de Atalaia do Norte, Barcelos, Barreirinha, Japurá, Juruá e Santo Antônio do Içá, os quais possuem uma área de 76.351,8 km², 122.475,1 km², 5.750,6 km², 55.791,8 km², 19.400,7 km² e 12.307,2 km² e uma população estimada de 17.658, 27.273, 30.202, 5.599, 12.807 e 24.005 habitantes, respectivamente [139].

De acordo com os dados da ANEEL [101]:

- O município de Atalaia do Norte possui uma potência instalada de 979 kW em duas plantas termelétricas a óleo diesel, cujas potências são 555 kW e 424 kW.
- O município de Barcelos tem uma potência instalada de 510 kW em 3 plantas termelétricas a óleo diesel com potências de 40 kW, 240 kW e 230 kW.
- O município de Barreirinha conta com uma potência instalada de 941 kW em 3 plantas termelétricas a óleo diesel, com potências de 432 kW, 429 kW e 80 kW.
- O município de Japurá possui uma potência instalada de 180 kW em 1 planta termelétrica a óleo diesel com a mesma capacidade.
- O município de Juruá tem com uma potência instalada de 180 kW em 1 planta termelétrica de óleo diesel com a mesma capacidade.
- O município de Santo Antônio do Içá conta com uma potência instalada de 1538 kW em 3 plantas termelétricas a óleo diesel, com potências de 500 kW, 750 kW e 288 kW.

De acordo com as informações da Figura 3.8 os resíduos escolhidos para a geração de energia nos municípios de Atalaia do Norte, Barcelos, Barreirinha, Japurá, Juruá e Santo Antônio do Içá são os provenientes da cultura de mandioca, com uma produção total de 905, 338, 312, 439 e 1466 ton/ano, respectivamente. Além disso, para o município de Atalaia do Norte também foi avaliada a geração de energia com os resíduos de cana-de-açúcar, com uma geração total de resíduos de 667 ton/ano.

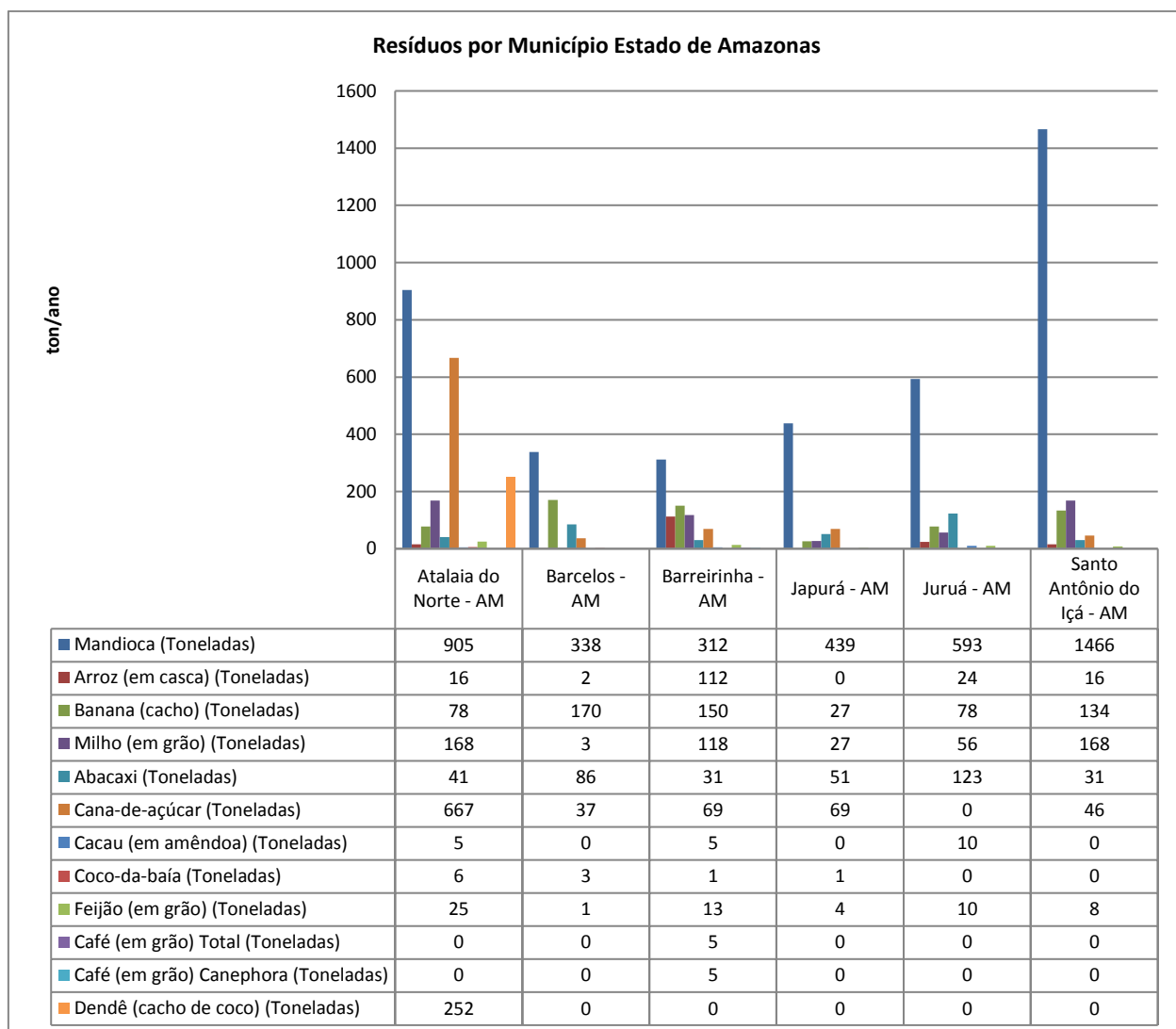


Figura 3.8 – Resíduos por Município estado do Amazonas

3.4.5. Estado de Pará

Com a finalidade de se obter um melhor entendimento dos gráficos e dos dados do Estado do Pará foi feita uma divisão dos municípios de acordo com a quantidade de resíduos gerados, ou seja, a primeira categoria representa os municípios com uma produção de resíduos maiores que 1000 ton/ano e a segunda categoria representa os municípios com uma produção de resíduos menores que 1000 ton/ano.

Portanto, para o Estado do Pará os municípios considerados que possuem uma produção de resíduos maior que 1000 t/ano são: Altamira, Aveiro, Conceição do Araguaia e São Félix do

Xingu, os quais possuem uma área de 159.533,3 km², 17.704,1 km², 5.829,5 km² e 84.213,02 km², respectivamente, e uma população estimada de 106.768, 15.956, 46.302 e 111.633 habitantes, respectivamente [139].

De acordo com informações da ANEEL [101], o município de Altamira possui uma potência instalada de 80 kW, o município de Aveiro tem uma potência instalada de 624 kW, o município de Conceição do Araguaia possui uma potência instalada de 528 kW, o município de São Félix do Xingu conta com uma potência instalada de 408 kW, sendo que todas as plantas termelétricas instaladas nestes municípios usam óleo diesel como combustível.

De acordo com as informações da Figura 3.9 os resíduos escolhidos para geração de energia nos municípios de Altamira e Aveiro são os resíduos de mandioca e de banana. Para o município de Conceição do Araguaia poderiam ser utilizados os resíduos de mandioca, milho e abacaxi, e o município de São Félix do Xingu poderiam ser utilizados os resíduos de banana, mandioca e milho.

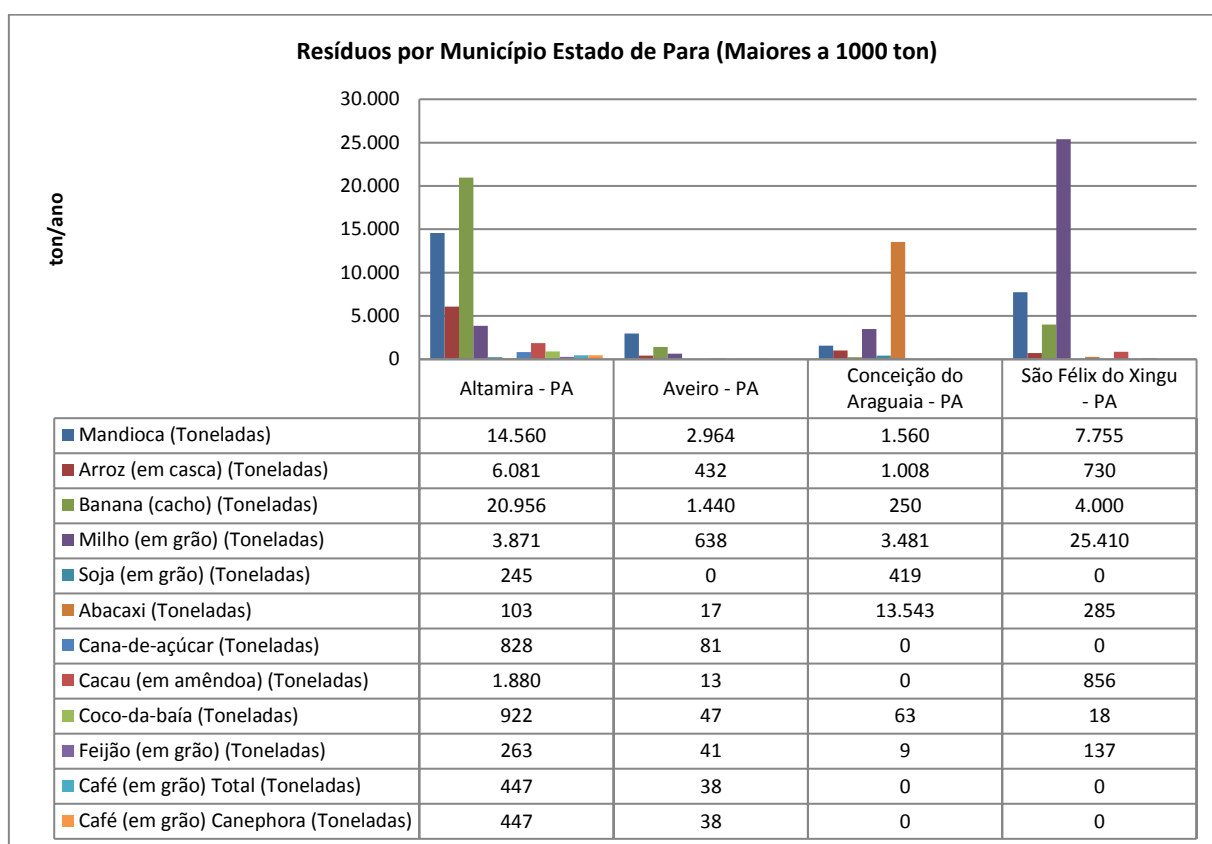


Figura 3.9 – Resíduos por município para o Estado do Pará (para municípios com uma produção de resíduos maior que 1000 ton/ano)

Para a segunda categoria de municípios considerados, que compreende aqueles produção de resíduos menor que 1000 t/ano para o Estado de Pará foram identificados os municípios de Bannach, Benevides, Chaves e Melgaço, os quais possuem uma área de 2.956,7 km², 1.878,26 km², 13.084,96 km² e 6.774,02 km², respectivamente[139] e uma população estimada de 3.303, 57.393, 22.302 e 26.133 habitantes, respectivamente. De acordo com as informações da ANEEL [101] o município de Bannach possui uma potência instalada de 720 kW, o município de Benevides tem uma potência instalada de 128 kW, o município de Chaves conta com uma potência instalada de 584 kW, o município de Melgaço possui uma potência instalada de 720 kW, sendo que todas as plantas termelétricas utilizam óleo diesel como combustível.

De acordo com as informações da Figura 3.10 os resíduos escolhidos para geração de energia nos municípios de Bannach, Benevides e Melgaço são os provenientes da cultura de mandioca, e para o município de Chaves os resíduos utilizados poderiam ser os da cultura de banana.

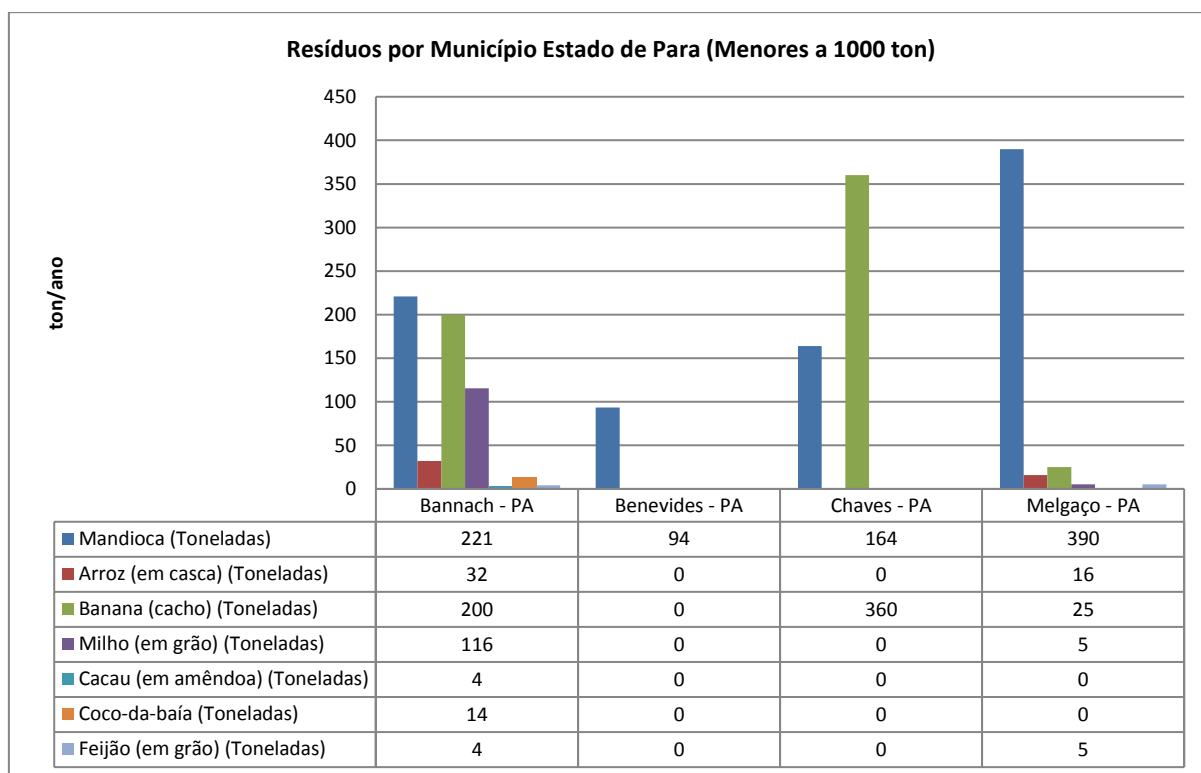


Figura 3.10 – Resíduos por Município estado de Para (Menores que 1000 ton/ano)

3.4.6. Estado de Roraima

Com a finalidade de se obter um melhor entendimento dos gráficos e dos dados do Estado de Roraima novamente foi feita uma divisão dos municípios em duas categorias, de acordo com a quantidade de resíduos gerados. A primeira categoria é constituída de municípios com uma produção de resíduos maior que 5000 ton/ano e a segunda categoria é composta pelos municípios com uma produção de resíduos menor que 5000ton/ano.

Para a primeira categoria os municípios que possuem uma produção de resíduos maior que 5000 t/ano são: Amajari, Bonfim, Cantá, Normandia e Rorainópolis, os quais contam com uma área de 128.472,3 km², 8.095,4 km², 7.664,8 km², 6.966,8 km² e 33.595,5 km², respectivamente e a população estimada é de 10.721, 11.632, 15.774, 9.953 e 26.811 habitantes, respectivamente [133].

De acordo com as informações da ANEEL [101]:

- O município de Amajari possui uma potência instalada de 1726 kW por meio de 7 plantas a óleo diesel, sendo uma de 25 kW, duas de 48 kW, uma de 65 kW, duas de 320 kW e uma de 900 kW.
- O município de Bonfim tem uma potência instalada de 536,8 kW em 7 plantas a óleo diesel, sendo uma de 4,8 kW, uma de 10 kW, uma de 18 kW, duas de 32 kW, uma de 120 kW e uma de 320 kW.
- O município de Cantá possui uma potência instalada de 1084 kW em 6 plantas a óleo diesel, sendo duas de 24 kW, uma de 48 kW, uma de 108 kW, uma de 280 kW e uma de 600 kW.
- O município de Normandia conta com uma potência instalada de 327,2 kW em 10 plantas a óleo diesel, sendo uma de 6 kW, uma de 10 kW, uma de 14,4 kW, três de 24 kW, uma de 32 kW, uma de 56,8 kW, uma de 64,8 kW e uma de 72 kW.
- O município de Rorainópolis conta com uma potência instalada de 1197,4 kW em 10 plantas a óleo diesel, sendo uma de 10 kW, três de 24 kW, uma de 26,4 kW, uma de 40 kW, uma de 48 kW, uma de 281 kW, uma de 320 kW e uma de 400 kW.

De acordo com as informações da Figura 3.11 os resíduos escolhidos para geração de energia nos municípios de Amajari, Bonfim e Normandia são os de arroz.

Além disso, para o município de Cantá são utilizados os resíduos de mandioca e arroz e no município de Rorainópolis são utilizados os resíduos de mandioca e banana.

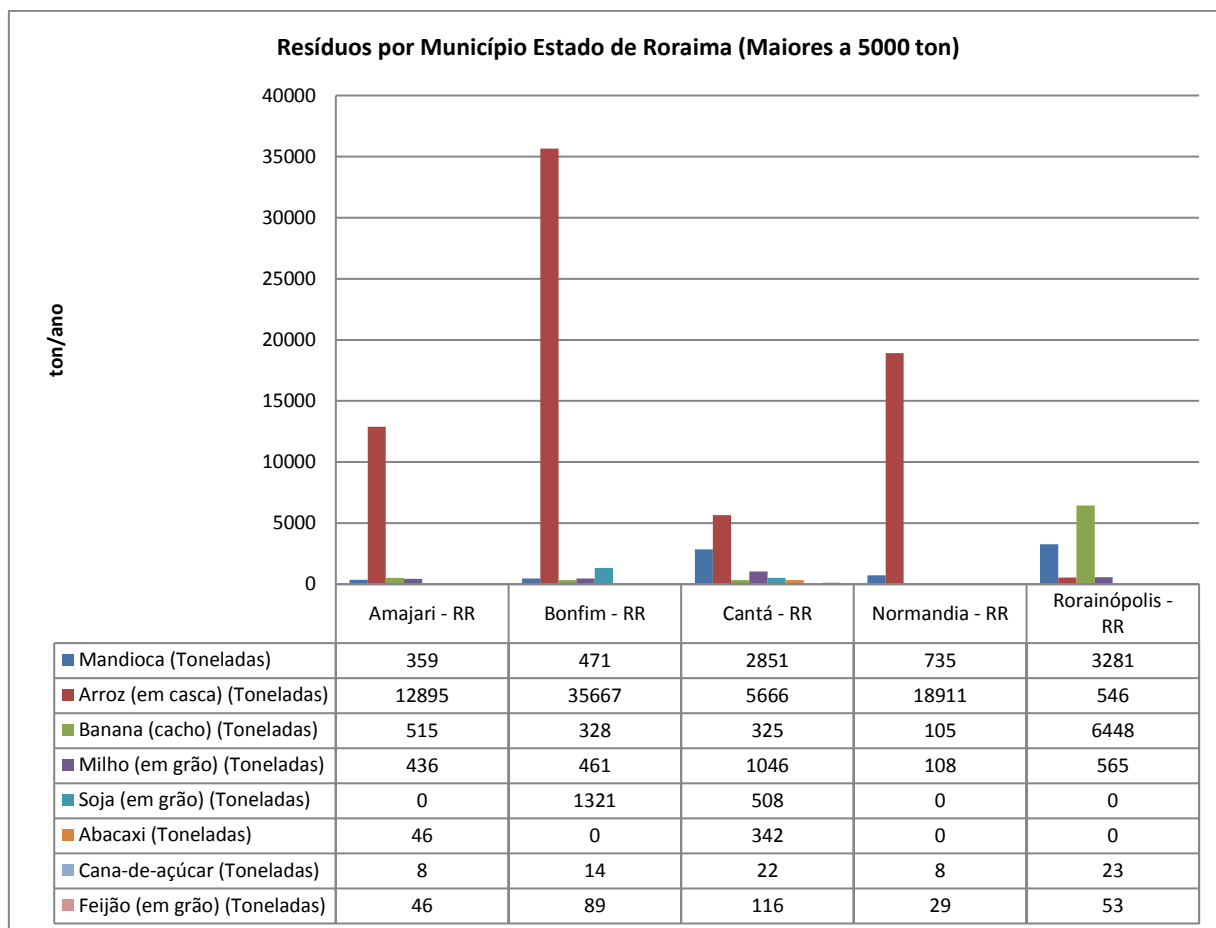


Figura 3.11 – Resíduos por Município estado de Roraima (Maiores do que 5000 ton/ano)

Para a segunda categoria de municípios do Estado de Roraima, os quais possuem uma geração de resíduos maior do que 5000 ton/ano, tem-se as cidades: Alto Alegre, Caracaraí, Iracema, Mucajaí, Pacaraima e Uiramutã. Eles contam com uma área de 25.567,01 km², 47.408,9 km², 14.412,7 km², 12.461,2 km², 8028,5 km² e 8065,6 km², respectivamente e a população estimada é de 16.301, 19.981, 10.043, 16.137, 11.667 e 9.309 habitantes, respectivamente [133].

De acordo com as informações da ANEEL [101]:

- O município de Alto Alegre possui uma potência instalada de 580 kW, em 2 plantas a óleo diesel, sendo uma de 80 kW e uma de 500 kW.

- O município de Caracarái conta com uma potência instalada de 554 kW em 10 plantas a óleo diesel, sendo uma de 10 kW, duas de 24 kW, uma de 26 kW, uma de 48 kW, uma de 57 kW, uma de 60 kW, uma de 65 kW, uma de 80 kW e uma de 160 kW.
- O município de Iracema tem uma potência instalada de 360 kW com uma usina a óleo diesel.
- O município de Mucajaí possui uma potência instalada de 10 kW, sendo que ele tem uma única usina a óleo diesel.
- O município de Pacaraima tem uma potência instalada de 564 kW em 4 plantas a óleo diesel, sendo uma de 24 kW, uma de 48 kW, uma de 160 kW e uma de 332 kW.
- O município de Uiramutã possui uma potência instalada de 778 kW em 4 plantas a óleo diesel, sendo uma de 48 kW, duas de 65 kW e uma de 600 kW.

De acordo com as informações da Figura 3.12 os resíduos selecionados para a geração de energia nos municípios de Caracarái, Iracema e Uiramutã são os resíduos da cultura de mandioca, para o município de Pacaraima os resíduos selecionados são os da cultura de arroz, para o município de Mucajaí os resíduos de arroz e mandioca e no município de Alto Alegre escolheu-se os resíduos de milho, soja e mandioca.

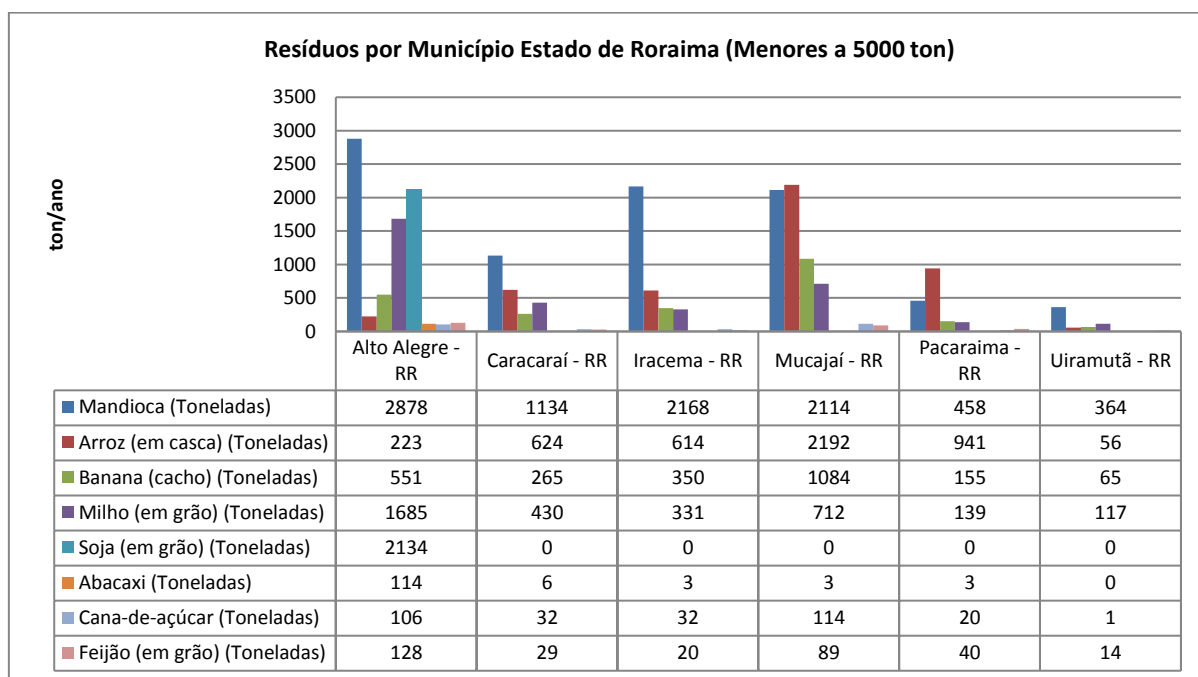


Figura 3.12 – Resíduos por Município estado de Roraima (Menores do que 5000 ton/ano)

De acordo com as informações expostas nos itens anteriores, os resíduos que serão empregados nos processos de conversão energética neste trabalho são os provenientes das lavouras de: mandioca, arroz, milho, soja, cana-de-açúcar, banana e abacaxi. As características (composição química e elementar) dos resíduos empregados são mostradas na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 – Composição Bioquímica (% em peso seco) dos Resíduos de Mandioca e Composição Elementar (% em peso) dos diferentes resíduos de Biomassa. Fonte: [108,116].

Composición bioquímica						
Resíduos da Lavoura	celulose	A hemicelulose	A lignina	lipídios	proteína	Cinza total + bioquímica
	% en peso (seco)	% en peso (seco)	% en peso (seco)	% en peso (seco)	% en peso (seco)	% en peso (seco)
Ramas e Parte Aérea da Mandioca	4.20	38.90	3.60	9.20	2.00	59.40
Análise final						
Resíduos da Lavoura	Carbono	Hidrogênio	Nitrogênio	Enxofre	Oxigeno	Total (con haluros)
	% en peso	% en peso	% en peso	% en peso	% en peso	% en peso
Palha e Casca de Arroz	39,71	4,94	0,49	0,08	34,07	100
Folha e Palha de Milho	37,95	5,82	1	0,09	44,77	99,95
Casca de Banana	43,28	6,23	0,98	0,49	33,41	100
Palha de Soja	40,37	5,96	0,8	0,09	41,7	100
Resíduos de Cana-de-açúcar	47,18	5,68	1,44	0,2	44,67	100
Coroa, Casca e Miolo de Abacaxi	4,,3	6,03	1,13	0,21	40,93	99,99

De acordo com a Tabela 3.6 todas as biomassas (palha e casca de arroz, colmos, folhas e palha de milho, casca e bagaço de banana, resíduos de cana-de-açúcar, coroa, casca e miolo de abacaxi) apresentam teores de carbono maiores do que 35%, os quais são comparáveis com o das madeiras que são usadas para a produção de carvão vegetal (46,76%). Dessa maneira, considera-se que todos esses resíduos poderiam ser utilizados nos processos de conversão energética que envolvem a combustão direta. Além disso, eles também poderiam ser empregados para o processo de biodigestão anaeróbia. Para que o processo de biodigestão seja realizado sem interrupções, a proporção dos teores de nutrientes (carbono:nitrogênio) deve estar na faixa de 10–30:1. Conforme os dados apresentados na Tabela 3.6, os resíduos de banana possuem uma relação C:N igual a 24,31:1, e os resíduos de abacaxi possuem uma relação C:N igual a 27,35:1.

Para os resíduos empregados neste trabalho, e levando em consideração as informações disponíveis na literatura para os trabalhos realizados, para os diferentes tipos de resíduos, desenvolveu-se a Figura 3.13, que define com quais tecnologias pode-se aproveitar os resíduos para a conversão da biomassa em energia.

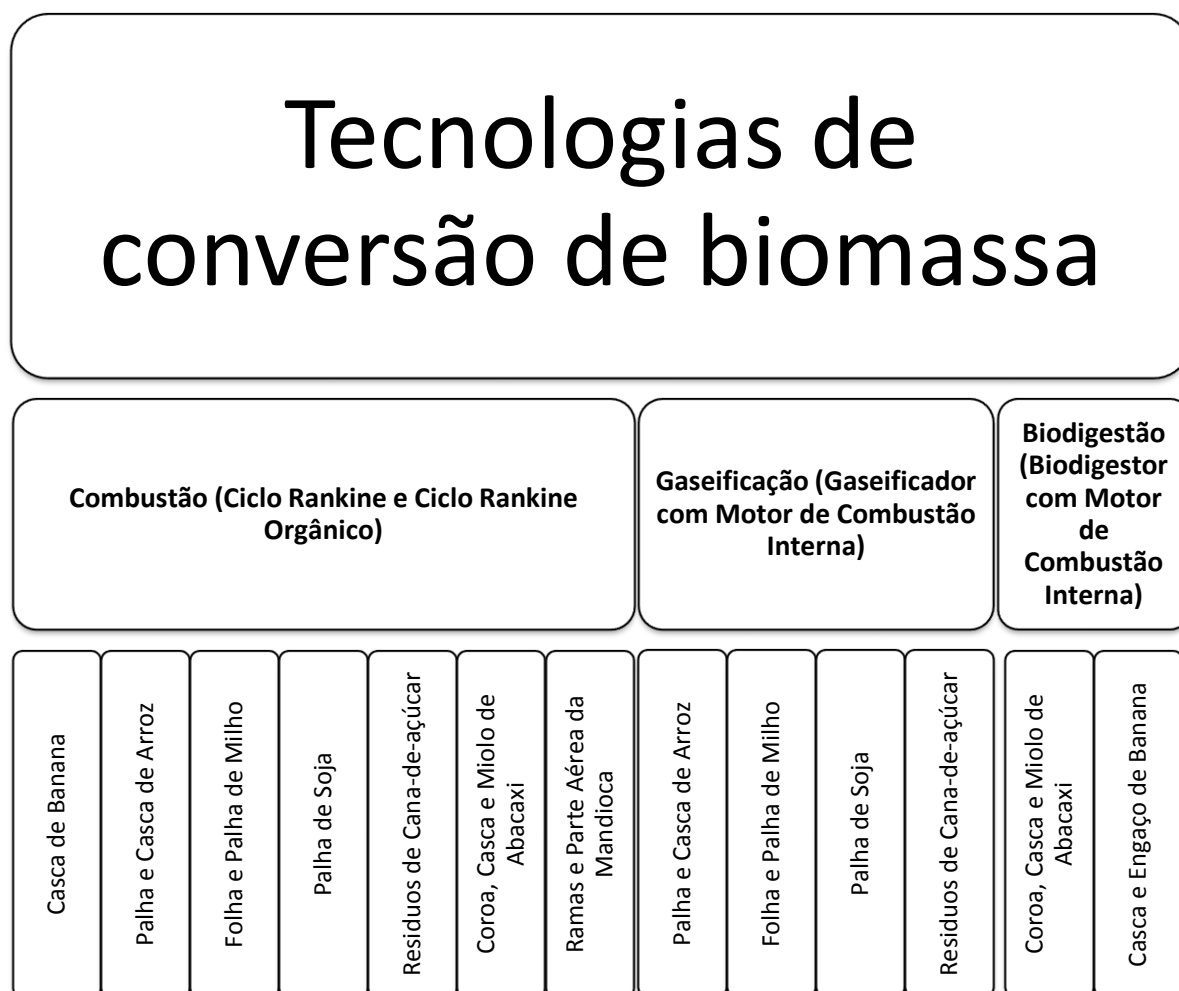


Figura 3.13- Tecnologias a serem utilizadas para cada tipo de resíduos

3.4.7. Determinação dos casos a serem avaliados

Os códigos para a identificação dos diferentes casos e seus significados são mostrados na Tabela 3.7 Esta tabela também mostra as tecnologias que serão avaliadas em cada um dos casos, os quais somam no total 116 casos analisados, sendo 48 casos para ciclo Rankine, 48 casos para ciclo Rankine orgânico (ORC), 6 casos para biodigestão e 14 casos para gaseificação.

Tabela 3.7 – Identificação dos casos a serem simulados tendo em conta as informações do estado seguido pelo município e o tipo de biomassa avaliada.

Caso / Unidade	RC	ORC	BIOD.	GASEF
RO-GM-M	X	X		
AC-JO-M	X	X		
AC-SRP-M	X	X		
TO-NO-M	X	X		
TO-PA-MI	X	X		X
TO-PA-SO	X	X		X
TO-PA-MI-SO	X	X		X
AM-AN-CA	X	X		X
AM-AN-M	X	X		
AM-BA-M	X	X		
AM-BRR-M	X	X		
AM-JA-M	X	X		
AM-JU-M	X	X		
AM-SAI-M	X	X		
PA-AL-M	X	X		
PA-AL-BA	X	X	X	
PA-AV-BA	X	X	X	
PA-AV-M	X	X		
PA-AV-BA-M	X	X		
PA-CA-M	X	X		
PA-CA-MI	X	X		X
PA-CA-AB	X	X	X	
PA-SFX-BA	X	X	X	
PA-SFX-M	X	X		
PA-CA-MI	X	X		X
PA-CA-AB	X	X	X	

Caso / Unidade	RC	ORC	BIOD.	GASEF
PA-SFX-BA	X	X	X	
PA-SFX-M	X	X		
PA-SFX-MI	X	X		X
PA-BA-M	X	X		
PA-BE-M	X	X		
PA-CH-BA	X	X	X	
PA-ME-M	X	X		
RR-AM-A	X	X		X
RR-BO-A	X	X		X
RR-CA-M	X	X		
RR-CA-A	X	X		X
RR-CA-M-A	X	X		
RR-NO-A	X	X		X
RR-RO-M	X	X		
RR-RO-BA	X	X	X	
RR-RO-M-BA	X	X		
RR-AA-MI	X	X		X
RR-AA-SO	X	X		X
RR-AA-M	X	X		
RR-AA-MI-SO-M	X	X		
RR-CR-M	X	X		
RR-IR-M	X	X		
RR-MU-A	X	X		X
RR-MU-M	X	X		
RR-PA-A	X	X		X
RR-UI-M	X	X		

3.5. Modelagens Termodinâmicas dos Sistemas de Geração de Eletricidade

Determinação de parâmetros para modelagem

Nesta parte do trabalho são determinados os parâmetros para as simulações das diferentes tecnologias de conversão, que são: ciclo Rankine, ciclo Rankine orgânico (ORC), gasificação e biodigestão.

3.5.1. Ciclo Rankine Orgânico

A modelagem do ciclo Rankine orgânico (ORC) que é considerado como um dos sistemas de conversão neste trabalho foi realizado utilizando-se o software Microsoft Excel® com a ajuda da ferramenta CoolProp para o cálculo das propriedades termodinâmicas dos fluidos foi obtido através da utilização de uma sub-rotina denominada CoolProp. Este programa fornece propriedades como a entalpia, entropia, pressões e temperaturas em cada ponto do ciclo, permitindo assim, ao usuário otimizar tempo na obtenção dessas propriedades. O CoolProp é uma biblioteca C++ que contém propriedades de estado e transporte de 114 componentes, propriedades da mistura usando as equações de estado termodinâmico cúbicas e correlações de propriedades dos fluidos incompressíveis.

Neste trabalho realizou-se a determinação dos estados e dos balanços de massa e energia do sistema ORC. Os sistemas ORC de pequena escala são acionados com turbinas de pequeno porte, cujos parâmetros dependem do fluido de trabalho. Além da turbina o sistema trabalha com duas bombas, um condensador, uma caldeira e um regenerador.

O esquema da modelagem se mostra na Figura 3.14. Na literatura [78,79] tem-se feito diversos estudos para a determinação do fluido de trabalho mais adequado, De acordo com estes trabalhos para geração de energia através da utilização de biomassa, geralmente se usa o tolueno e o octametilciclotetrasiloxano (OMTS), este último possui algumas restrições, como, por exemplo, uma pressão e temperatura crítica mais baixas do que a do tolueno. O OMTS possui uma pressão crítica de 14,2 bar, e para sua utilização no ciclo ORC a pressão máxima de operação não deve exceder 13,4 bar [78]). Como as pressões de operação do OMTS são menores do que a do tolueno, o salto entálpico será menor e, além disso, a turbina irá operar com uma pressão menor do que a sua capacidade nominal. Portanto, neste trabalho para a modelagem do ciclo ORC, o tolueno será utilizado como fluido de trabalho.

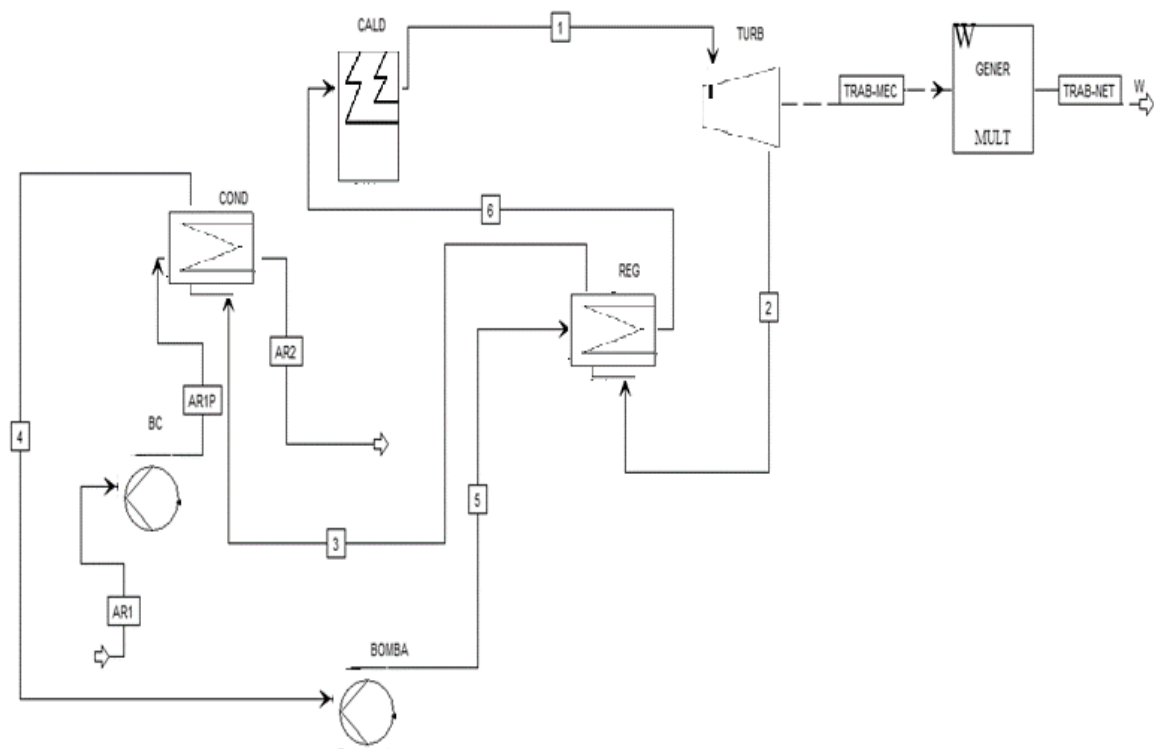


Figura 3.14 – Esquema do Ciclo Rankine Orgânico

A figura 3.14 mostra o esquema de geração de ciclo rankine orgânico, baseado neste esquema serão feitas as análises termodinâmicas.

a. Fundamentação termodinâmica para Ciclo Rankine Orgânico (ORC)

Foram consideradas as seguintes hipóteses:

- Controle volumes em estado estacionário
- Os efeitos de energia cinética e potenciais são insignificantes.
- A transferência de calor com os ambientes é insignificante.
- As quedas de pressão entre os diferentes sistemas de componentes são insignificantes.

Baseados na figura 3.16 são planteadas as equações empregadas para a realização dos balanços termodinâmicos do ciclo Rankine orgânico, estas são as seguintes:

b. Equações da Turbina

Para a hipótese de uma turbina a vapor adiabática trabalhando em regime permanente em que se considera uma vazão inicial de vapor na entrada da turbina igual à vazão de sua saída, e considerando desprezíveis as variações de energia cinética e potencial ao longo do sistema, resultada primeira lei da termodinâmica, a equação 3.1 mostra o cálculo da eficiência da turbina:

$$\eta_t = \frac{(h_1 - h_2)}{(h_1 - h_{2s})} \quad (3.1)$$

Para o cálculo e determinação da entalpia do estado 2, deve-se isolar este termo, tendo como base a Equação 3.2, o que resulta na Equação 3.2.

$$h_2 = h_1 - ((h_1 - h_{2s}) * \eta_t) \quad (3.2)$$

A potência de entrega pelo vapor total da turbina pode ser calculada através da Equação 3.3, mostrada abaixo.

$$P_{ev} = \dot{m}_{vap} * (h_1 - h_2) \quad (3.3)$$

A potência de eixo total da turbina pode ser calculada através da Equação 3.4, mostrada abaixo.

$$P_{eixo} = P_{ev} * \eta_{mec} \quad (3.4)$$

Determina-se à potência elétrica gerada com a equação 3.5.

$$P_{el} = P_{eixo} * \eta_{ge} \quad (3.5)$$

Determina-se à energia disponível gerada com a equação 3.6.

$$P_{disp} = P_{el} - \dot{m}_{vap} * pe_{b1} - \dot{m}_{agc} * pe_{bc} \quad (3.6)$$

O balanço de energia na turbina se mostra na equação 3.3. Isola-se $\dot{m}_{vap}$ para seu cálculo, como se mostra na equação 3.7.

$$\dot{m}_{vap} = \frac{P_{ev}}{(h_1 - h_2)} \quad (3.7)$$

Onde

η_t = Eficiência da turbina (%)

h_1 = Entalpia especifica saindo da caldeira entrando na turbina (kJ/kg)

h_{2s} = Entalpia especifica isentrópica saindo da turbina entrando no regeador (kJ/kg)

h_2 = Entalpia especifica saindo da turbina entrando no regeador (kJ/kg)

P_{ev} = Potência entrega pelo vapor (kW)

η_{mec} = Eficiência mecânica do sistema (%)

P_{eixo} = Potência de eixo na turbina (kW)

$\dot{m}_{vap}$ = fluxo mássico de vapor no sistema de geração (kg/s)

P_{el} = Potência eléctrica gerada no sistema (kW)

η_{ge} = Eficiência no gerador eléctrico (%)

P_{disp} = Potência disponível gerada no sistema (kW)

pe_{b1} = Potência especifica consumida pela bomba do sistema de resfriamento (kJ/kg)

pe_{bc} = Potência especifica consumida pela bomba do condensador (kJ/kg)

$\dot{m}_{agc}$ = fluxo mássico da agua no sistema de resfriamento (kg/s)

c. Equações no Condensador

O condensador é modelado pela hipótese da transferência de calor ser expressa por dois volumes de controle definidos: um no lado do condensado (fluido de trabalho) e o outro no lado do refrigerante (água de resfriamento). Sendo assim, o balanço de energia no condensador é mostrado na equação 3.8.

$$\dot{m}_{agc} * (h_{agr2} - h_{agr1p}) = \dot{m}_{vap} * (h_3 - h_4) \quad (3.8)$$

Isola-se $\dot{m}_{agc}$ para seu cálculo, como se mostra na equação 3.9.

$$\dot{m}_{agc} = \frac{\dot{m}_{vap} * (h_3 - h_4)}{(h_{agr2} - h_{agr1p})} \quad (3.9)$$

Onde

$\dot{m}_{agc}$ = fluxo mássico da água no sistema de resfriamento (kg/s)

h_{agr2} = Entalpia específica da água de resfriamento saindo do condensador (kJ/kg)

h_{agr1p} = Entalpia específica da água de resfriamento saindo da bomba entrando no condensador (kJ/kg)

h_3 = Entalpia específica saindo do refrigerador entrando no condensador (kJ/kg)

h_4 = Entalpia específica saindo do condensador entrando na bomba do sistema de resfriamento (kJ/kg)

d. Equações da bomba de água de resfriamento do condensador

Tem-se como hipótese, uma bomba adiabática trabalhando em regime permanente, considerando desprezíveis as variações de energia cinética e potencial do sistema, resulta da primeira lei da termodinâmica, A eficiência da bomba do condensador é dada pela Equação 3.10:

$$\eta_b = \frac{(h_{agr1ps} - h_{agr1})}{(h_{arr1p} - h_{agr1})} \quad (3.10)$$

Por meio da Equação 3.11 é possível fazer a determinação da entalpia da água de resfriamento.

$$h_{agr1p} = h_{agr1} + \frac{(h_{agr1ps} - h_{agr1})}{\eta_b} \quad (3.11)$$

Substituindo pe_{bc} obtém-se a equação 3.12.

$$h_{agr1p} = h_{agr1} + pe_{bc} \quad (3.12)$$

Para o cálculo da potência específica consumida pela bomba é utilizada a equação 3.13.

$$pe_{bc} = \frac{v_{ac} * (p_{ahr1p} - p_{agr1})}{\eta_b} \quad (3.13)$$

Onde

η_b = Eficiência da bomba de água de resfriamento (%)

h_{agr1} = Entalpia específica da água de resfriamento entrando na bomba (kJ/kg)

h_{agr1ps} = Entalpia específica isentrópica da água de resfriamento saindo da bomba (kJ/kg)

v_{ac} = volume específico da água no sistema de resfriamento entrando na bomba (m³/kg)

p_{agr1} = pressão da água de resfriamento na entrada da bomba (kPa)

p_{agr1p} = pressão da água de resfriamento na saída da bomba (kPa)

e. Equações da bomba do sistema

Tem-se como hipótese, uma bomba adiabática trabalhando em regime permanente, considerando desprezíveis as variações de energia cinética e potencial do sistema, resulta da primeira lei da termodinâmica, A eficiência da bomba do sistema é mostrada na Equação 3.14:

$$\eta_b = \frac{(h_{5s} - h_4)}{(h_5 - h_4)} \quad (3.14)$$

Para o cálculo da entalpia do estado termodinâmico 5, conforme mostrado na Equação 3.15.

$$h_5 = h_4 + \frac{(h_{5s} - h_4)}{\eta_b} \quad (3.15)$$

Substituindo pe_{b1} obtém-se a equação 3.16.

$$h_5 = h_4 + pe_{b1} \quad (3.16)$$

Para o cálculo da potência específica consumida na bomba e utilizada a equação 3.17.

$$pe_{b1} = \frac{v_{vap} * (p_5 - p_4)}{\eta_b} \quad (3.17)$$

Onde

h_{5s} = Entalpia especifica isentrópico saindo da bomba do sistema entrando no regeador (kJ/kg)

h_4 = Entalpia especifica saindo do condensador entrando na bomba do sistema (kJ/kg)

h_5 = Entalpia especifica saindo da bomba do sistema entrando no regeador (kJ/kg)

v_{vap} = volume especifica da agua entrando na bomba do sistema (m³/kg)

p_5 = pressão da agua na saída da bomba do sistema (kPa)

p_4 = pressão da agua na entrada da bomba do sistema (kPa)

f. Equações do Regeador

Para a hipótese um regeador é considerado um trocador de calor, onde a água do circuito principal, oriunda do condensador, passa pelos tubos envolvidos pôr o vapor da saída da turbinas, este se encontra trabalhando em regime permanente, e considerando desprezíveis as variações de energia cinética e potencial ao longo do sistema, resultada primeira lei da termodinâmica, conforme demonstrado na literatura [143] a eficiência do regenerador é igual a 90%, portanto o balanço de energia no regenerador pode ser calculado através da Equação 3.18:

$$\frac{(h_2 - h_3)}{\eta_{reg}} = (h_6 - h_5) \quad (3.18)$$

Deve-se isolar a entalpia no ponto 6, para o cálculo das condições nesse ponto, conforme mostrado através da Equação 3.19.

$$h_6 = h_5 + \frac{(h_2 - h_3)}{\eta_{reg}} \quad (3.19)$$

Onde

h_3 = Entalpia especifica saindo do regeador entrando no condensador (kJ/kg)

η_{reg} = Eficiências do regeador (%)

h_6 = Entalpia especifica saindo do regeador entrando na caldeira (kJ/kg)

g. Equações da Caldeira

No gerador de vapor, a água recebe calor até o ponto que ocorre a mudança desta, de fase líquida para vapor. Em uma central termelétrica, o gerador de vapor é um componente chave no sistema de energia, pois sua função, ressaltada no ciclo de Rankine, é a de aumentar

a energia do fluido no processo de troca de fase de líquido comprimido na saída da bomba para o vapor superaquecido na entrada da turbina, o balanço na Caldeira se mostra na equação 3.20.

$$\dot{m}_{comb} * PCI * \eta_c = \dot{m}_{vap} * (h_1 - h_6) \quad (3.20)$$

A vazão mássica de combustível utilizada pelo sistema pode ser calculada através da Equação 3.21:

$$\dot{m}_{comb} = \frac{\dot{m}_{vap} * (h_1 - h_6)}{PCI * \eta_c} \quad (3.21)$$

Onde

$\dot{m}_{comb}$ = fluxo mássico do combustível no sistema de geração (kg/s)

PCI = Poder Calorífico Inferior do combustível (kJ/kg)

η_c = eficiência da caldeira (%)

Portanto, é possível obter a Equação 3.23 que pode ser usada para o cálculo da potência líquida de maneira específica. Esta equação será empregada para o cálculo das diferentes configurações dos cenários adotados nesse trabalho, os quais possuem potências de: 300 kW, 400 kW, 500 kW, 600 kW, 800 kW, 1000 kW, 1250 kW e 1500 kW, pelo fato de ser as configurações mais comuns em pequena escala no mercado.

$$P_{liq} = \dot{m}_{vap} * \left\{ [\eta_{ge} * (h_1 - h_2)] - \left[\frac{v_{ac} * (p_{ar1p} - p_{ar1})}{\eta_b} \right] - \left[\frac{v_{vap} * (p_5 - p_4)}{\eta_b} \right] \right\} \quad (3.22)$$

Na Tabela 3.8 encontram-se os parâmetros para a modelagem do ciclo ORC. Para as simulações os dados do ambiente são: temperatura do ar atmosférico de 35°C, pressão do ar atmosférico de 101,3 kPa e uma umidade relativa de 60%. O tolueno se encontra em estado seco e com um título de 88%.

Tabela 3.8 – Parâmetros para o modelagem com o Ciclo Rankine Orgânico

Parâmetro	Valor, unidades	Referência
Pressão do vapor	1,8 MPa	[78]
Temperatura do vapor	300 ° C	[78]
Pressão de condensação	74 kPa	[142]
Eficiência do Regerador	90%	[143]
Eficiência térmica do Óleo de Transferência	90%	[144]
PCI Ramas e Parte Aérea da Mandioca	15.26 MJ/kg	[105]
PCI Palha e Casca de Arroz	14.54 MJ/kg	[108]
PCI Casca e Engaço de Banana	15.22 MJ/kg	[108]
PCI Colmo, Folha e Palha de Milho	15.13 MJ/kg	[108]
PCI Palha de Soja	16.48 MJ/kg	[108]
PCI Coroa, Casca e Miolo de Abacaxi	17.15 MJ/kg	[108]
PCI Resíduos de Cana-de-açúcar	16.05 MJ/kg	[108]

Na Tabela 3.9 encontram-se os parâmetros variáveis para a modelagem do ciclo ORC considerados nas simulações, levando em conta a variação das eficiências dos componentes (turbina, bomba, gerador de vapor e gerador elétrico), de acordo com as diferentes faixas de potências disponíveis. As eficiências isentrópicas das turbinas de 300 e 400 kW são maiores do que a de 500 kW (axial), porque elas usam a tecnologia dos expansores do tipo parafuso. Além disso, na Tabela 3.9 são mostradas as vazões de vapor para cada um destes sistemas em ton/h.

Tabela 3.9 – Parâmetros variáveis para o modelagem com o ORC Fonte: [44,140-141,145]

Capacidade	300 kW	400 kW	500 kW	600 kW	800 kW	1000 kW	1250 kW	1500 kW
Eficiência da Turbina	70%	75%	65%	66%	68%	70%	73%	75%
Eficiência da Bomba	60%	60%	65%	65%	70%	70%	75%	80%
Eficiência do Gerador do Vapor	50%	55%	70%	75%	80%	80%	85%	87%
Eficiência do Gerador Elétrico	94%	94%	96%	96%	96%	96%	98%	98%
Fluxo de Vapor (Ton/h)	11.69	14.55	20.55	24.29	31.43	37.39	44.82	52.35

Na Figura 3.15 são mostradas as eficiências dos ciclos ORC para as diferentes configurações de: 300 kW, 400 kW, 500 kW, 600 kW, 800 kW, 1000 kW, 1250 kW e 1500 kW.

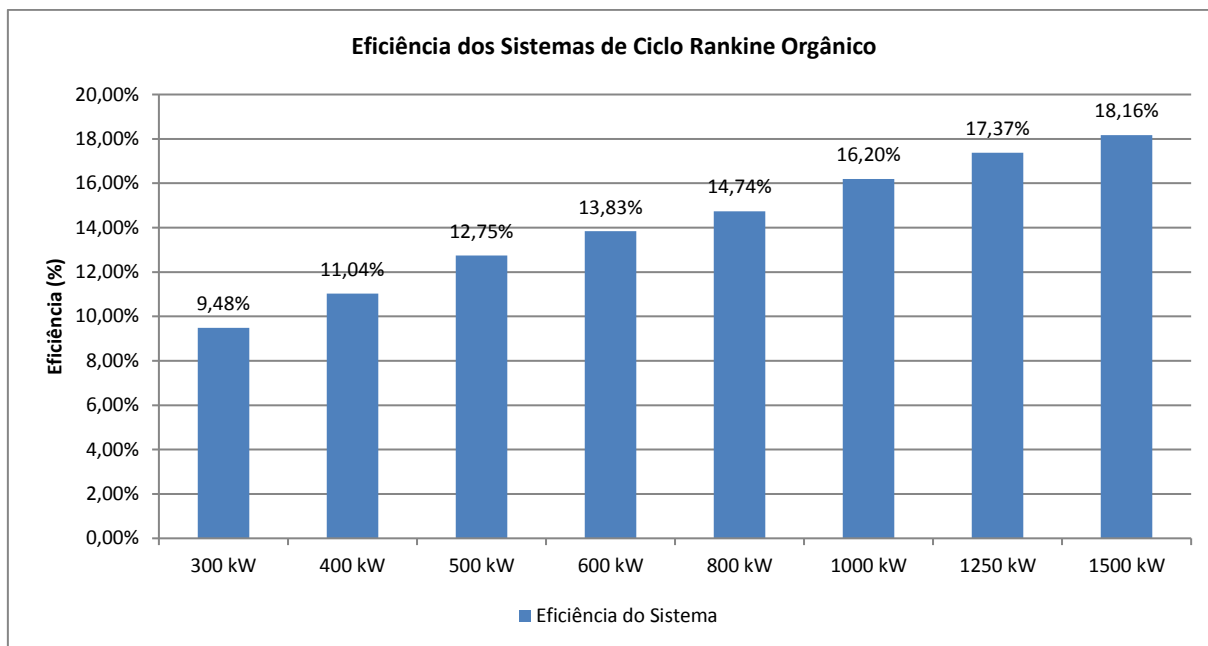


Figura 3.15 - Eficiência dos Sistemas de Ciclo Rankine Orgânico

Na Figura 3.15 pode-se observar que existe uma relação de proporcionalidade entre a capacidade de geração e a eficiência da planta, ou seja, ao se ampliar a capacidade de geração da planta, as eficiências das mesmas também aumentaram. Para as diferentes capacidades das plantas do ciclo Rankine Orgânico analisadas neste estudo (na faixa de 300 kW até 1500 kW) tem-se uma eficiência entre 9,48% até 18,16%. Com o aumento da capacidade a tecnologia implementada é considerada mais eficiente o qual confirma o acréscimo das eficiências.

3.5.2. Ciclo Rankine

O ciclo Rankine convencional é empregado como um dos sistemas de conversão energética dos resíduos neste trabalho. A modelagem do ciclo Rankine foi realizada no software Gate Cycle™. O GateCycle é um software de simulação que determina o desempenho de plantas de ciclo combinado, plantas com caldeiras que usam combustível fóssil, centrais nucleares, sistemas de cogeração em geral, sistemas combinados de produção de calor e eletricidade, ciclos avançados com turbinas a gás, etc.

De acordo com informações da literatura [44,140-141] os sistemas do ciclo Rankine que operam em pequena escala devem ser acionados com a menor turbina disponível no mercado. As condições de trabalho deste tipo de turbina são 300°C e 20 bar de pressão. O esquema da

modelagem do ciclo Rankine convencional para o aproveitamento de resíduos é mostrado na Figura 3.16. De acordo com o esquema além da turbina o sistema também conta com duas bombas, um condensador um desaerador, uma torre de resfriamento, um tanque de reposição e uma caldeira.

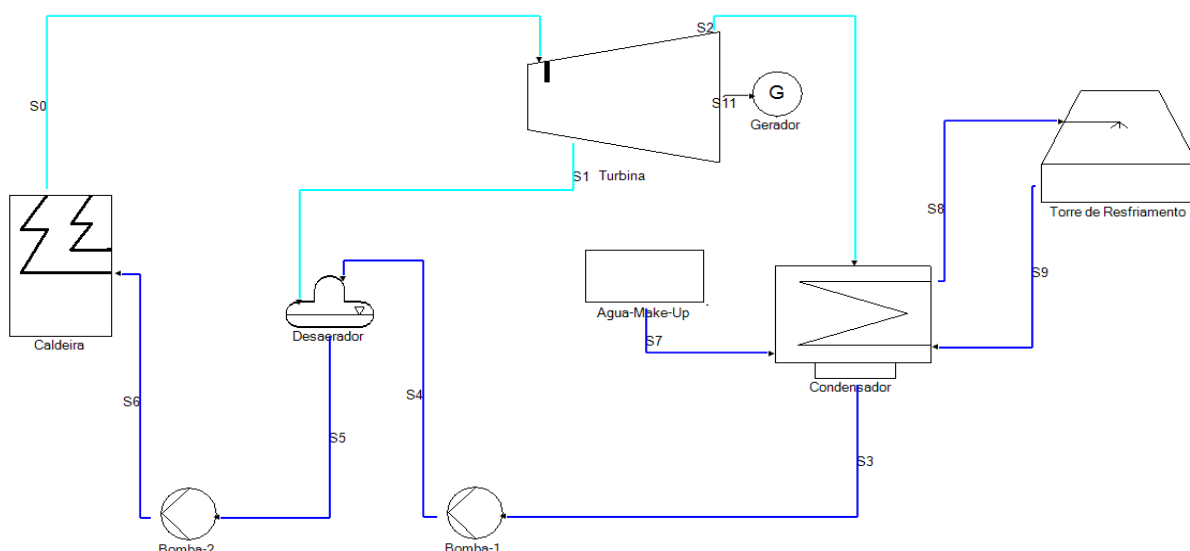


Figura 3.16 - Modelagem ciclo rankine no Gate Cycle

Na Tabela 3.10 encontram-se os parâmetros fixados para a modelagem do ciclo Rankine. Para as simulações os dados do ambiente são: temperatura do ar atmosférico de 35°C, pressão do ar atmosférico de 101.3 kPa e uma umidade relativa de 60%.

Tabela 3.10 – Parâmetros fixos para o modelagem com o ciclo Rankine

Parâmetro	Valor, unidades	Referência
Pressão do vapor	2 MPa	[140]
Temperatura do vapor	300 ° C	[140]
Fração da extração para o desaerador	0,115	[140]
Pressão da extração	110 kPa	[140]
Pressão de condensação	10 kPa	[140]
PCI das ramas e parte aérea da mandioca	15,26 MJ/kg	[105]
PCI da palha e casca de arroz	14,54 MJ/kg	[108]
PCI da casca e bagaço de banana	15,22 MJ/kg	[108]
PCI do colmo, folha e palha de Milho	15,13 MJ/kg	[108]
PCI da palha de soja	16,48 MJ/kg	[108]
PCI da coroa, casca e miolo de abacaxi	17,15 MJ/kg	[108]
PCI dos resíduos da cana-de-açúcar	16,05 MJ/kg	[108]

Na Tabela 3.11 encontram-se os parâmetros variáveis para a modelagem do ciclo Rankine para as simulações, tendo em conta a variação das eficiências dos componentes (turbina, bomba, gerador de vapor e gerador elétrico), de acordo com as diferentes faixas de potências disponíveis. A eficiência isentrópica da turbina para a planta de 200 kW é maior que a de 500 kW, o mesmo ocorre para a turbina de 300 kW, que também possui uma eficiência isentrópica maior do que a turbina de 500 kW, isso ocorre em virtude da diferença do tipo de tecnologia utilizada. A turbina 200 kW é do tipo radial e a turbina de 300 kW utiliza um expensor do tipo parafuso[44,140-141].

Tabela 3.11 – Parâmetros variáveis para o modelagem com o ciclo Rankine Fonte: [44,140-141]

Capacidade	200 kW	300 kW	500 kW	750 kW	1000 kW	1250 kW	1500 kW
Eficiência da Turbina	70%	65%	60%	62%	64%	66%	68%
Eficiência da Bomba	60%	60%	65%	65%	70%	75%	80%
Eficiência do Gerador do Vapor	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%
Eficiência do Gerador Elétrico	94%	94%	96%	96%	96%	98%	98%
Fluxo de Vapor (Ton/h)	1.29	2.08	3.77	5.46	7.04	8.46	9.93

Na Figura 3.17 encontram-se as eficiências do Ciclo Rankine para cada uma das diferentes configurações, foram definidas sete faixas de potência, sendo 200 kW com tecnologia de turbina radial, 300 kW com tecnologia de expensor parafuso e 500 kW, 750 kW, 1000 kW, 1250 kW e 1500 kW com tecnologia de turbina axial, pelo fato de ser as configurações mas comuns em pequena escala no mercado.

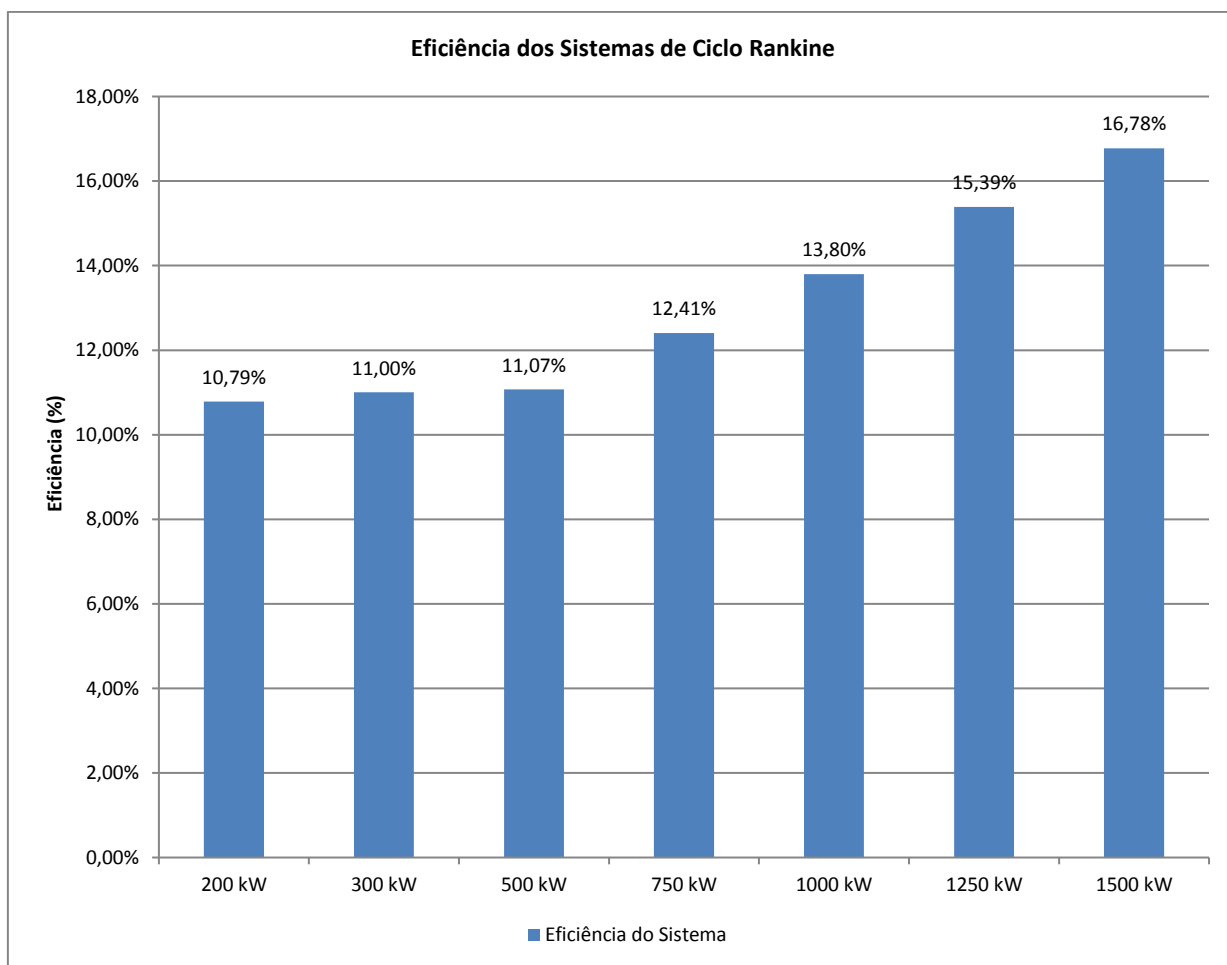


Figura 3.17 - Eficiência dos Sistemas de Ciclo Rankine

Na Figura 3.17 pode-se observar que existe uma relação de proporcionalidade entre a capacidade de geração e a eficiência da planta, ou seja, ao se ampliar a capacidade de geração da planta, as eficiências das mesmas também aumentaram. Para as diferentes capacidades das plantas do ciclo Rankine analisadas neste estudo (na faixa de 200 kW até 1500 kW) tem-se uma eficiência entre 10,79% até 16,78%, com o aumento da capacidade a tecnologia implementada é considerada mais eficiente o qual confirma o acréscimo das eficiências.

3.5.3. Biodigestão

Nas instalações que usam sistemas de biodigestão de biomassa em pequena escala a geração de energia normalmente é feita por um motor de combustão interna [146]. Este trabalho

avaliará plantas com potências desde os 100 kW até os 1500 kW, sendo que o esquema de planta considerada é mostrado na Figura 3.18. Este sistema conta com o armazenamento dos resíduos, o biodigestor, o sistema de limpeza dos gases e o motor gerador.

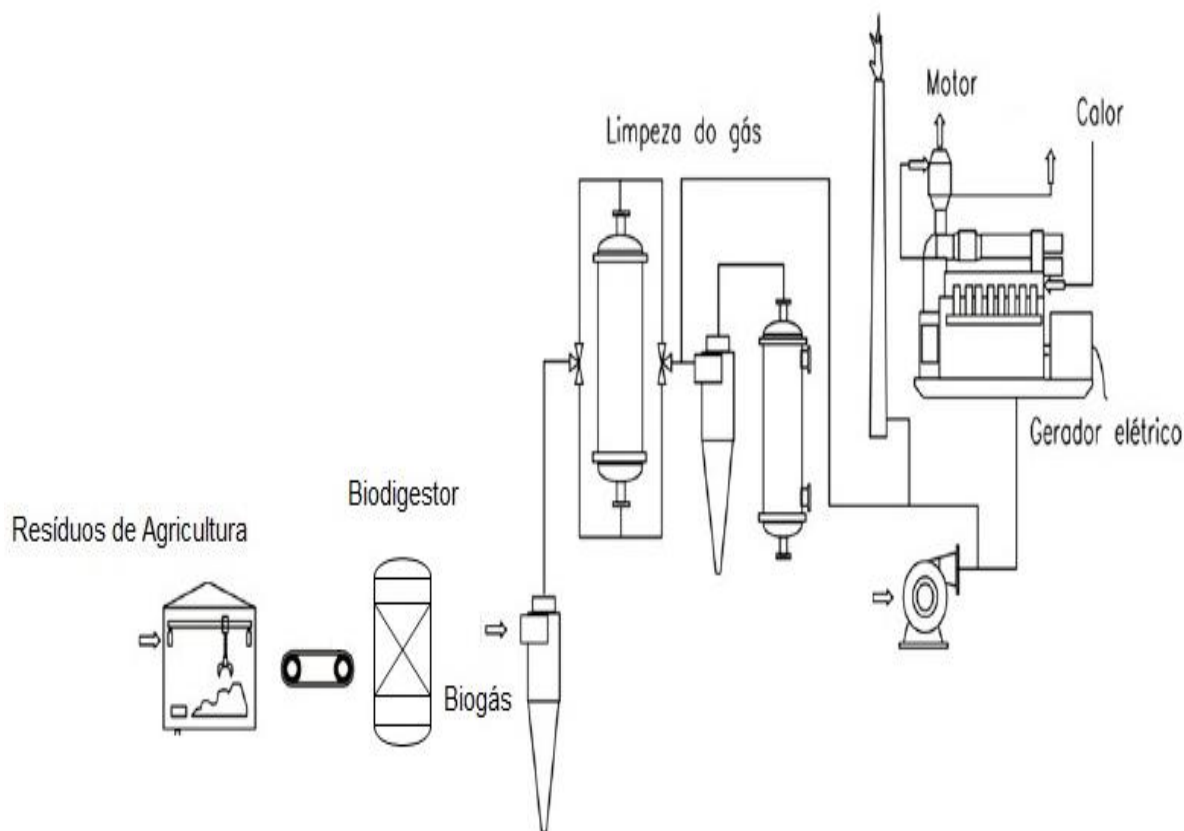


Figura 3.18 - Esquema de Biodigestão

Para a determinação do potencial de geração de energia por meio da biodigestão anaeróbia deve-se primeiramente dimensionar os equipamentos. A relação de diluição recomendada pela literatura [147] é de três unidades de água para cada unidade de substrato, dessa forma para o cálculo do volume da carga diária tem-se a Equação 3.23:

$$V_{CD} = Q_s + Q_a = Q_s + (3 * Q_s) = 4 * Q_s \quad (3.23)$$

Onde:

Q_a = Quantidade de Água (m³/dia)

Q_S = Quantidade de Substrato (m^3/dia)

V_{CD} = Volume da Carga Diária (m^3/dia)

Pelo fato de se considerar que as condições climáticas da região Norte do Brasil são de tipo tropical, o tempo de retenção hidráulica recomendado para a realização da biodigestão anaeróbia dos resíduos é de 30 dias [148]. Dessa forma, tem-se que para o cálculo do volume do biodigestor é utilizada a Equação 3.24 [149].

$$V_{TB} = V_{CD} * T_{RH} \quad (3.24)$$

Onde:

V_{TB} = Volume Total do Biodigestor ($m^3/carga$)

V_{CD} = Volume da Carga Diária (m^3/dia)

T_{RH} = Tempo de retenção Hidráulica (30 dias)

Um dos fatores mais importantes da biodigestão de resíduos é a taxa de produção de biogás. O potencial de produção de biogás a partir dos resíduos é de $0,40 m^3/kg$ SV [150]. O percentual de sólidos voláteis (SV) para os resíduos analisados neste trabalho é de aproximadamente 85% e o percentual de sólidos totais é em torno de 30% [151], Para o cálculo do índice de quantidade de biogás gerado é utilizada a Equação 3.25.

$$I_{QBG} = P_{PB} * ST * SV \quad (3.25)$$

Onde:

I_{QBG} = Índice de Quantidade de Biogás gerado(m^3 /kg Mat.Fresco)

P_{PB} = Potencial de Produção de biogás (m^3 /kg SV)

ST = Sólidos Totais (%)

SV = Sólidos voláteis (%)

Substituindo os valores numéricos na Equação 3.26, obtém-se a o resultado matemático sendo que o I_{QBG} é $0,102 \text{ m}^3 / \text{kg Mat.Fresco}$.

Para a determinação da quantidade de biogás combustível gerado com base no índice da quantidade de biogás gerado, utiliza-se a Equação 3.26.

$$Q_{com\ ger} = I_{QBG} * Q_{TR} \quad (3.26)$$

Onde:

$Q_{com\ ger}$ = Quantidade de combustível gerado (m^3/ano)

I_{QBG} = Índice de Quantidade de Biogás gerado ($\text{m}^3 / \text{kg Mat.Fresco}$)

Q_{TR} = Quantidade Total de Resíduos (kg/ano)

A Tabela 3.12 mostra as diferentes eficiências do Motor Alternativo de Combustão Interna para as diferentes faixas de potência analisadas neste trabalho [97], este foi escolhido por estes representam uma das tecnologia mais difundidas no mercado, isso pelo fato da sua simplicidade, robustez e alta relação potência/peso, o que faz com que estes sejam empregados em larga escala para geração de eletricidade contínua.

**Tabela 3.12 – Eficiência do Motor Alternativo de Combustão Interna e Quantidade de Biogás (Milhões de m³/ano).
Fonte: [97]**

Potência (kW)	Eficiência do motor de combustão interna (%)	Geração de energia da planta de biodigestão durante o ano (kWh)	Quantidade de biogás (Milhões de m ³ /ano)
100	24.00	832200	0,208
200	26.00	1664400	0,416
300	28.00	2496600	0,624
500	31.00	4161000	1,04
800	33.00	6657600	1,664
1000	35.00	8322000	2,081
1250	36.50	10402500	2,601
1500	38.00	12483000	3,121

Com o objetivo de gerar as energia do motor são dimensionados os sistemas de biodigestão com o alvo de cobrir toda a demanda de biogás para cada um das diferentes configurações. Para a determinação da quantidade de energia gerada por ano utiliza-se a Equação 3.27.

$$E_{G \text{ ano}} = Q_{com \text{ ger}} * F_{conv} \quad (3.27)$$

Onde

$E_{G \text{ ano}}$ = Energia Gerada no ano (kWh/ano)

$Q_{com \text{ ger}}$ = Quantidade combustível gerado (m³/ano)

F_{conv} = Fator de conversão do biogás em energia (4,1 kWh/m³) [147] [148].

Para a determinação da potência disponível que poderá ser instalada nas regiões abrangidas neste trabalho pode-se utilizar a Equação 3.28.

$$P_{Inst} = \frac{E_{G\ ano}}{Disp} \quad (3.28)$$

Onde

P_{Inst} = Potencia a Instalar (kW)

$E_{G\ ano}$ = Energia Gerada no ano (kWh/ano)

$Disp$ = Disponibilidade do equipamento gerador (de acordo com a literatura 95% das horas do ano equivalente a 8322 h por ano, o 5% restante é utilizado para manutenção do equipo gerador).

Os gastos dos equipamentos para a limpeza do gás e a energia necessária para os equipamentos auxiliares já foram descontados nos cálculos de eficiências do sistema, A Figura 3.19 mostra as diferentes eficiências dos sistemas de geração de energia com os motores acionados por biogás para as diferentes faixas de potência avaliadas neste trabalho.

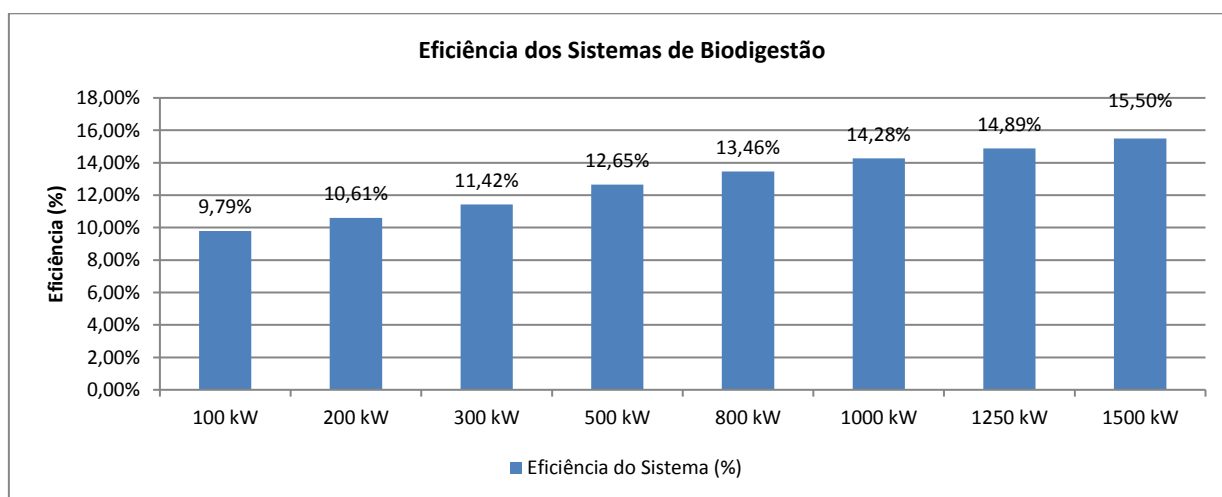


Figura 3.19 - Eficiência dos Sistemas de Biodigestão

Além disso a Figura 3.19 mostra as eficiências do sistema global de geração a partir dos 100 kW até os 1500 kW se encontram na faixa de 9,79 % até os 15,50%. Os cálculos da modelagem da queima do biogás combustível produzido pelo biodigestor no motor de combustão interna, visando a geração de elétrica foram realizados no software Gate CycleTM. A Figura 3.20 mostra o esquema de queima do biogás no software Gate CycleTM. Para este

foram utilizadas as quantidades de biogás gerado em cada um dos casos é com o poder calorífico meio deste foi determinado as capacidades que poderiam ser instaladas com as quantidades de biogás gerado.

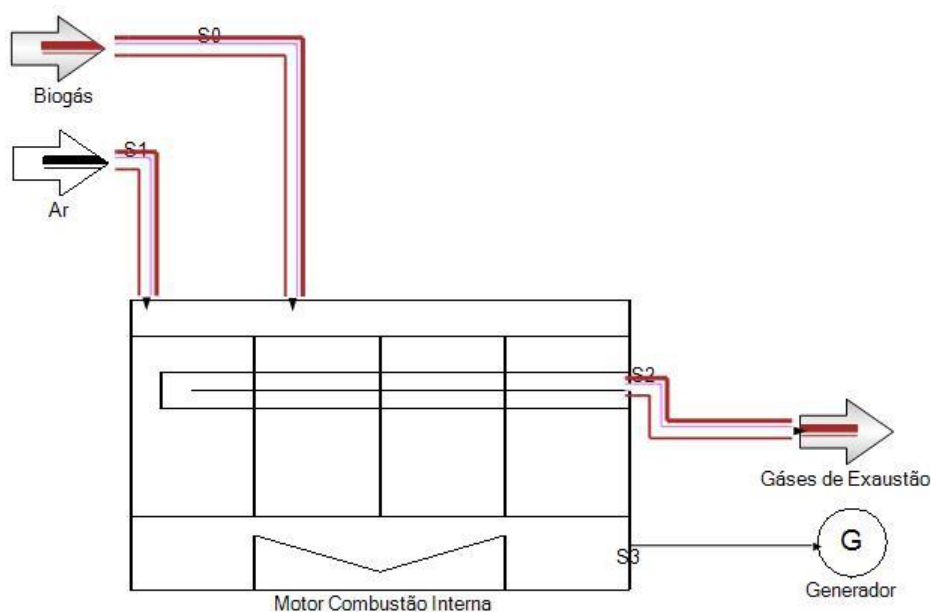


Figura 3.20 - Esquema de queima do Biogás no Gate Cycle

É feita a simulação da geração de energia com o gate cycle com o alvo de determinar a energia gerada pelo substrato. Com este modelo foi determinado a capacidade de geração disponível com os diferentes sistemas.

3.5.4. Gaseificação

Em relação a gaseificação os reatores de leito fixo são mais indicados para o aproveitamento energético de resíduos em pequena escala (para potências que variam entre 10 kW e 10 MW) [45].

A estrutura geral do sistema de gaseificação para conversão energética dos resíduos é formada pelo reator de leito fixo, que produz o gás combustível (formado por H_2 , CO , N_2 , H_2O ,

CO₂ e outros hidrocarbonetos), o qual é introduzido em um motor de combustão interna, acoplado a um gerador elétrico [45].

Como o objetivo deste trabalho é avaliar plantas cujas potência variam entre 100 kW e 1500 kW, pelo qual foi determinado que os reatores de leito fixo são os mais indicados para nosso estudo. O esquema da instalação que será modelado é mostrado na Figura 3.21.

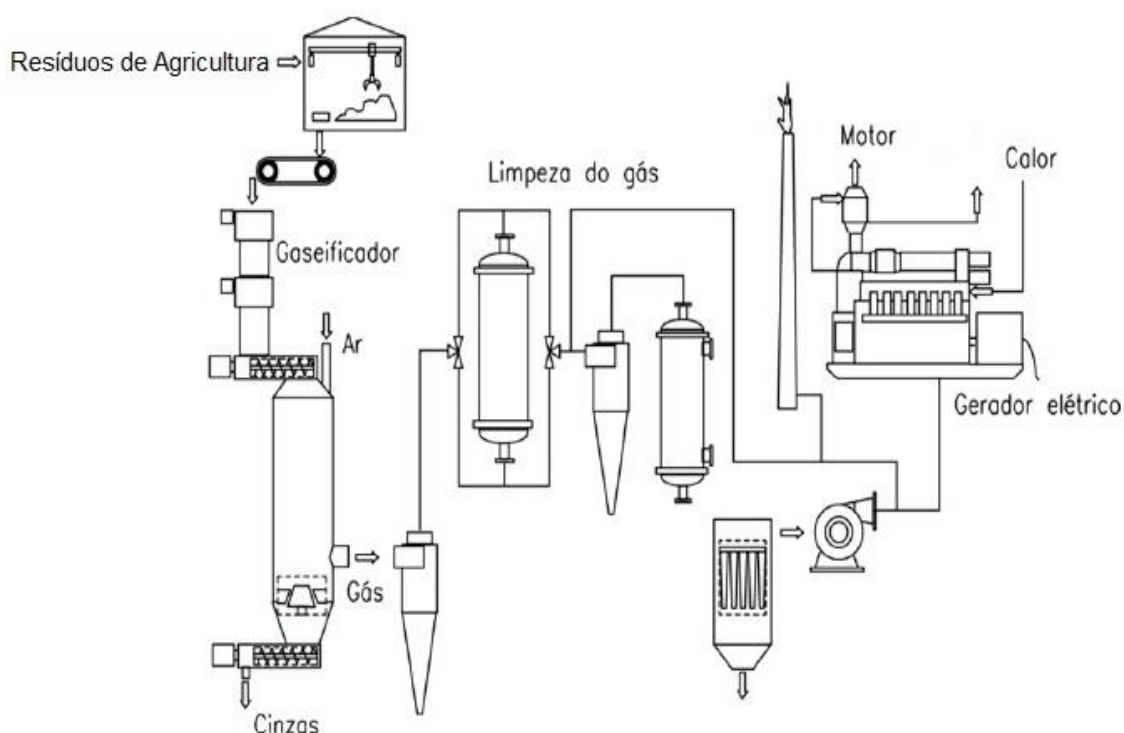


Figura 3.21 - Esquema de geração com Gaseificação

Têm-se poucos trabalhos feitos na literatura que ajudem na simulação dos sistemas de gaseificação, para a determinação da composição química do gás produzido durante a gaseificação de resíduos agrícolas. Assim para a determinação da composição química do gás gerado no gaseificador foi utilizado o modelo matemático desenvolvido por Centeno [152], que realizou a simulação do processo de gaseificação da biomassa em leito fixo co-corrente já que o movimento da biomassa e do ar são descendentes, por isso, o reator é co-corrente (mesmo sentido), o gaseificador se encontra operando em regime permanente, realizado na linguagem de programação Matlab®. A Figura 3.22 mostra o esquema utilizado por Centeno [152] para a modelagem do gaseificador de leito fixo. A biomassa é abastecida pela parte superior, enquanto

o ar é introduzido no centro do reator. No interior deste tipo de reator, a gaseificação compreende quatro etapas fundamentais: secagem, pirólise, oxidação e redução. Dessa maneira, o modelo de gaseificação selecionado neste trabalho (Centeno [152]) foi dividido em 3 submodelos: o primeiro para se analisar a secagem e a pirólise, o segundo para avaliar a oxidação e o terceiro para a determinação da redução. O esquema geral do modelo de gaseificação encontra-se na Figura 3.22.

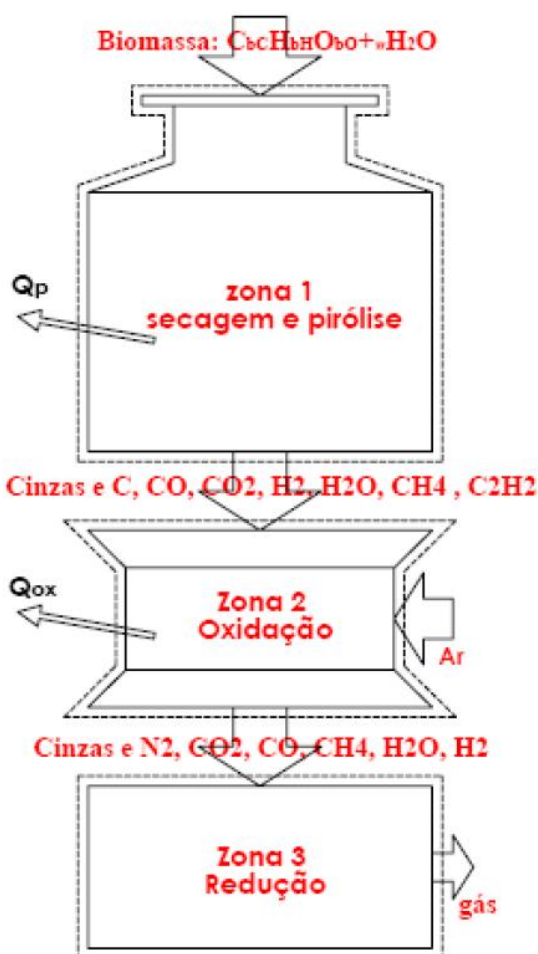


Figura 3.22 - Esquema geral do modelo de Gaseificação. Fonte: [152]

Na figura 3.22 são mostrados que os processos de secagem e pirólise são agrupados no primeiro estágio deste obteremos como resultado Cinzas, C, CO, CO₂, H₂, H₂O, CH₄ e C₂H₂, o processo de oxidação da biomassa e feito na seguinte zona, do qual tem-se como resultado Cinzas, N₂, CO, CO₂, H₂, H₂O e CH₄ e finalmente na zona 3 é feita a redução e produzido o gás, Como parâmetros de entrada do modelo foram utilizadas as composições elementares dos resíduos de biomassa, conforme mostrado na Tabela 3.. Como resultado destas modelagens

obtém-se as frações molares dos gases produzidos na gaseificação das biomassas utilizadas, as quais são mostradas na Figura 3.23 e Figura 3.24.

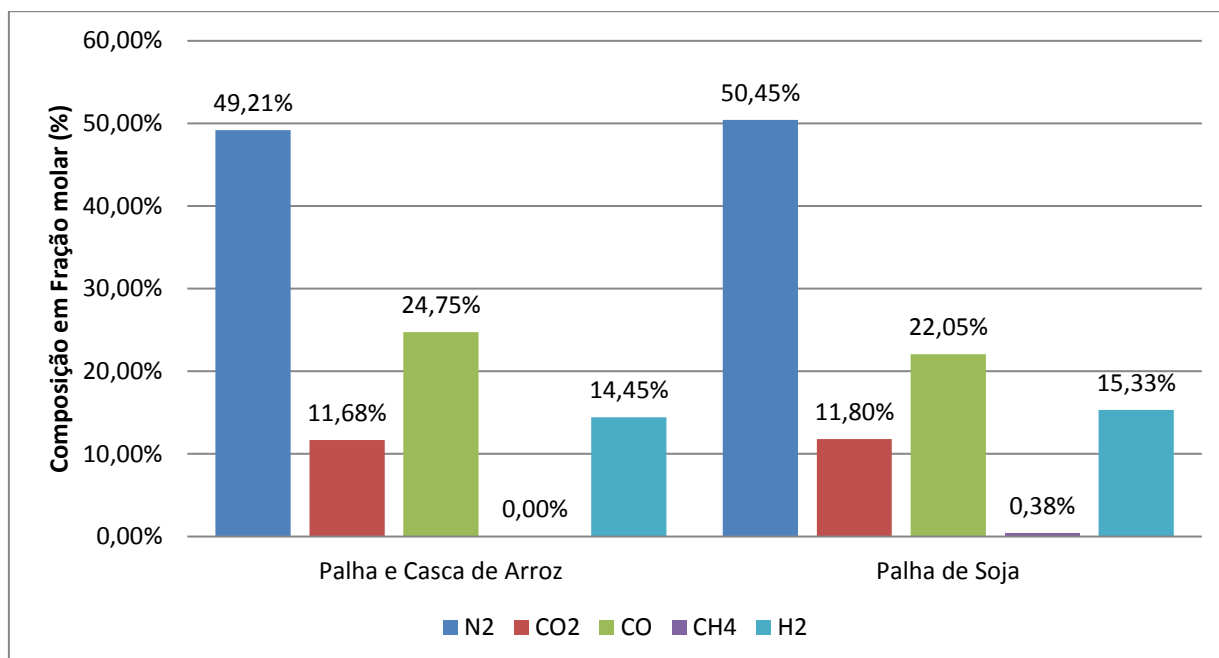


Figura 3.23 - Composição (Fração molar) do gás de gaseificação das diferentes biomassas (Resíduos de Arroz e Soja)

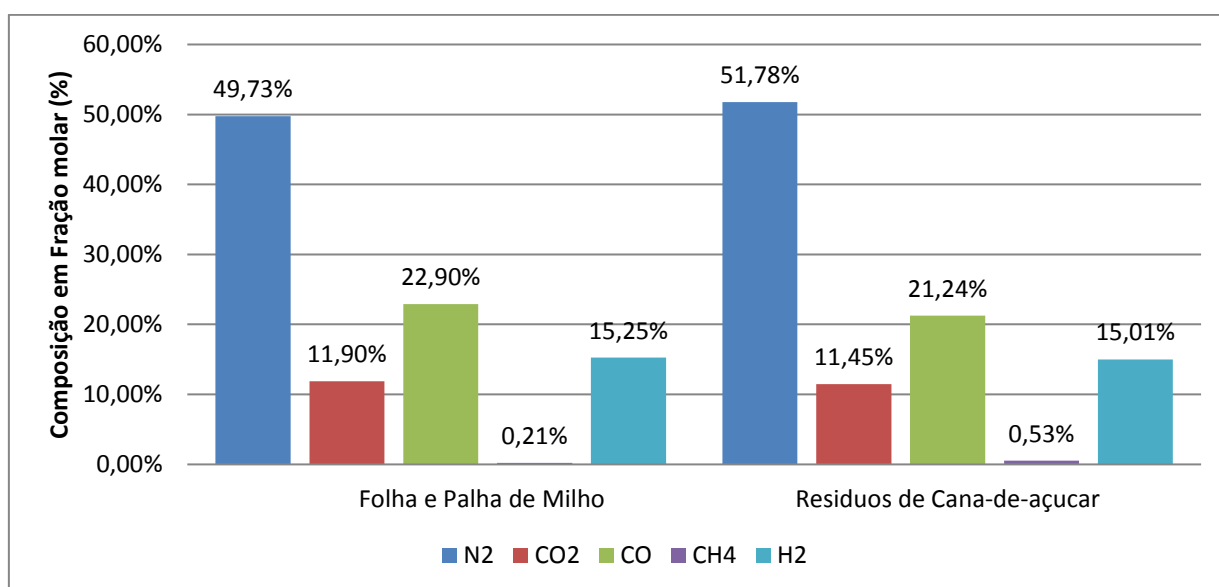


Figura 3.24 - Composição (Fração molar) do gás de gaseificação das diferentes biomassas (Resíduos Milho e Cana-de-açúcar)

De acordo com a literatura [153,154], para a determinação do poder calorífico inferior do gás de gaseificação gerado pelas diferentes biomassas utiliza-se a Equação 3.29. Na Figura 3.25 são mostrados os resultados dos valores do PCI calculados através da Equação 3.29.

$$PCI_{gas} = (CO * 126.36 + H_2 * 107.98 + CH_4 * 358.18) \quad (3.29)$$

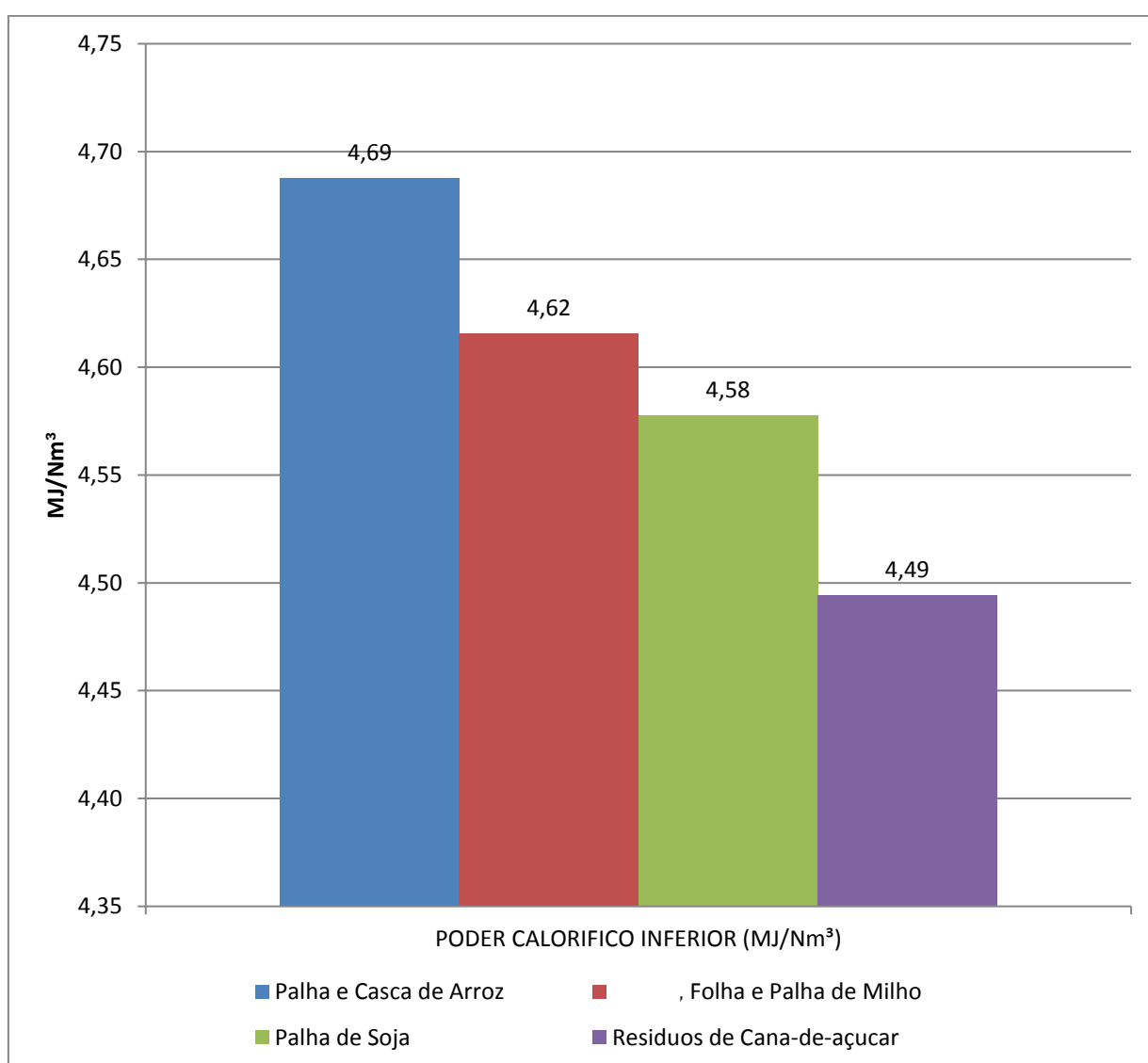


Figura 3.25 - Poder calorífico inferior do gás produzido na de gaseificação de diferentes tipos de biomassas analisadas neste trabalho

Para a determinação do potencial de geração de energia por meio do processo de gaseificação consideram-se as informações contidas na Tabela 3.13 [155-157]. Além disso,

recomenda-se utilizar um tempo de atendimento e disponibilidade do gaseificador igual a 70% (Lora informação pessoal).

Tabela 3.13 – Parâmetros para os cálculos das potências geradas através da Gaseificação de biomassa

Tipo de Gaseificador	Leito Fixo Co-corrente		
Conjunto	Motor Alternativo de Combustão Interna		
Parâmetros	Valor	Unidades	Referencia
Matéria volátil	80	%	[155]
Teor de umidade da biomassa	Menor de 20	%	[155]
PCI da palha e da casca dearroz	14,54	MJ/kg	[108]
PCI do colmo, folha e palha de milho	15,13	MJ/kg	[108]
PCI da palha de soja	16,48	MJ/kg	[108]
PCI de resíduos de cana-de-açúcar	16,05	MJ/kg	[108]
Eficiência a frio gaseificador (palha)	51	%	[156][157]
Eficiência a frio do gaseificador (casca)	50	%	[113][157]
Eficiência a frio do gaseificador (Resíduos de cana)	53	%	[156][157]
Tempo de atendimento do sistema de gaseificação	70	%	Lora
Tempo de atendimento do motor de combustão interna (disponibilidade)	8322	h	95% do ano

Para o cálculo do tempo de atendimento e utilizado um fator de 95% do tempo do ano este cálculo foi feito em segundos pelo qual o resultado é 29.548.800 s, Para o cálculo da energia disponível no gaseificador é utilizada a Equação 3.30.

$$E_d = m_{BD} * P C I * \eta_g \quad (3.30)$$

Onde:

E_d = Energia disponível no gaseificador, (MJ/Ano)

m_{BT} = Massa de biomassa tratada, (kg/Ano)

$P C I$ = Poder calorífico inferior da biomassa,(MJ/kg)

η_g = Eficiência do gaseificador, (%) informação na tabela 3,13.

Para o cálculo da capacidade de geração a ser instalada deve-se utilizar a Equação 3.31.

$$P = \left(\frac{E_d}{\Delta t} \right) * \eta_m \quad (3.31)$$

Onde:

P = Potência do gerador a Instalar (kW)

E_d = Energia disponível no gaseificador (MJ/ano)

Δt = Tempo de atendimento do motor de combustão interna considerando uma utilização de 95% do ano (s)

η_m = Eficiência do motor de combustão interna, unidade: (%)

Levando em consideração as informações das eficiências no motor de combustão interna, que são mostradas na Tabela 3.12, e as informações das eficiências a frio dos gaseificadores, para os diferentes tipos de resíduos, foram calculadas as eficiências dos sistemas de gaseificação para a faixa de potência de 100 kW até 1500 kW, conforme mostrado na Figura 3.26.

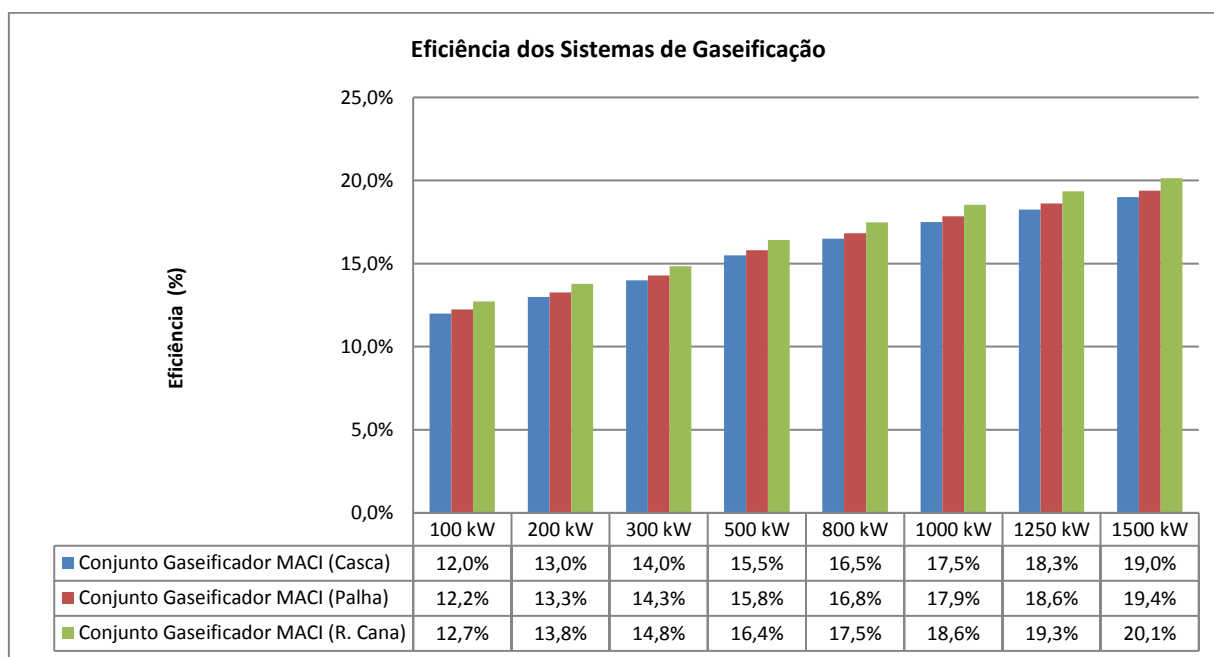


Figura 3.26 - Eficiência dos sistemas de gaseificação analisadas neste trabalho

3.6. Análise das simulações por estados

A análise das simulações feitas de acordo com os parâmetros mostrados acima considera cada um dos Estados listados anteriormente. A análise foi executada na seguinte ordem: Estados de Rondônia, Acre, Tocantins, Amazonas, Pará e Roraima. A análise das tecnologias obedece a seguinte ordem: ciclo Rankine, ciclo Rankine orgânico (ORC), biodigestão anaeróbia e gaseificação. Uma consideração importante neste trabalho refere-se as faixas de potência e diferentes tecnologias avaliadas. Assim, para o ciclo Rankine convencional serão realizados cálculos para plantas de 200 kW, 300 kW, 500 kW, 750 kW, 1000 kW, 1250 kW e 1500 kW, além disso, as plantas de 200 kW devem operar com uma carga parcial de 50% da sua capacidade com a finalidade de suprir os requerimentos dos municípios que demandam uma potência de 100 kW. Para o ciclo ORC foram realizadas simulações para potências de 300 kW, 400 kW, 500 kW, 600 kW, 800 kW, 1000 kW, 1250 kW e 1500 kW, além disso, as plantas de 300 kW devem operar com uma carga parcial de 50% da sua capacidade com a finalidade de suprir os requerimentos dos municípios que tem uma demanda de 150 kW. Para a biodigestão foram realizados cálculos para potências de 100 kW, 200 kW, 300 kW, 500 kW, 800 kW, 1000 kW, 1250 kW e 1500 kW. Para a gaseificação foram realizados cálculos para potências de 100 kW, 200 kW, 300 kW, 500 kW, 800 kW, 1000 kW, 1250 kW e 1500 kW.

3.6.1. Viabilidade técnica dos diferentes casos

A seguir são mostrados os critérios utilizados para a determinação da viabilidade técnica dos casos considerados para cada uma das tecnologias. Portanto, nas simulações do ciclo Rankine convencional calculou-se usando os modelos apresentados anteriormente, para as diferentes configurações do sistema, a energia térmica requerida pelo combustível (resíduos agrícolas) para o acionamento do sistema (kJ/s), visando a obtenção das faixas de potências consideradas neste estudo.

Para uma planta de 200 kW operando em carga parcial de 50% da sua capacidade, a energia térmica requerida para o acionamento do sistema é de 466,72 kJ/s. Para uma planta de

200 kW operando com 100% da sua capacidade, a energia térmica requerida para o acionamento é de 933,45 kJ/s. Para uma planta de 300 kW necessita-se de 1500,78 kJ/s, para a planta de 500 kW necessita-se de 2712,46 kJ/s, para a planta de 750 kW a demanda de energia é 3929,95 kJ/s, para a planta de 1000 kW é de 5072,66 kJ/s, para a planta de 1250 kW é de 6084,9 kJ/s e para a planta de 1500 kW é de 7153,53 kJ/s

Para o ciclo Rankine convencional foi calculada a potência do combustível que pode ser recuperada em forma de energia útil, ou seja, primeiramente determinou-se a energia térmica para cada caso, através do produto da vazão mássica de cada resíduo pelo seu correspondente poder calorífico e, logo em seguida, multiplicou-se esse valor pela correspondente eficiência de conversão do ciclo, obtendo-se assim, a energia elétrica disponível para cada caso. As Figura 3.27 e a Figura 3.28 mostram a energia útil aproveitável para os casos analisados. Além da determinação das potências do combustível que podem ser aproveitadas para os diferentes casos, nestas figuras também são mostradas as potências mínimas necessárias no combustível para o acionamento das diferentes configurações.

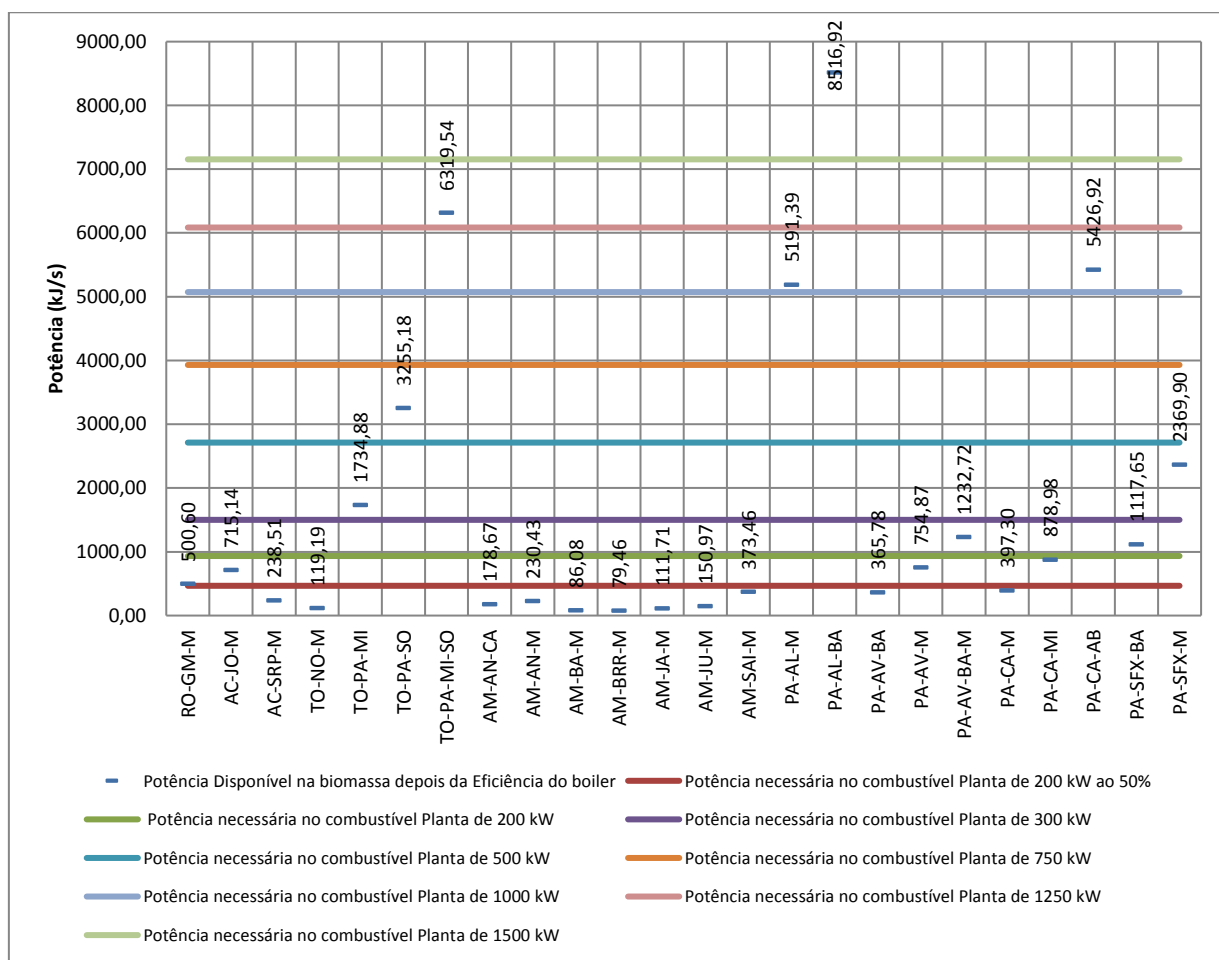


Figura 3.27 – Potência aproveitável do combustível na primeira parte dos casos do Ciclo Rankine convencional

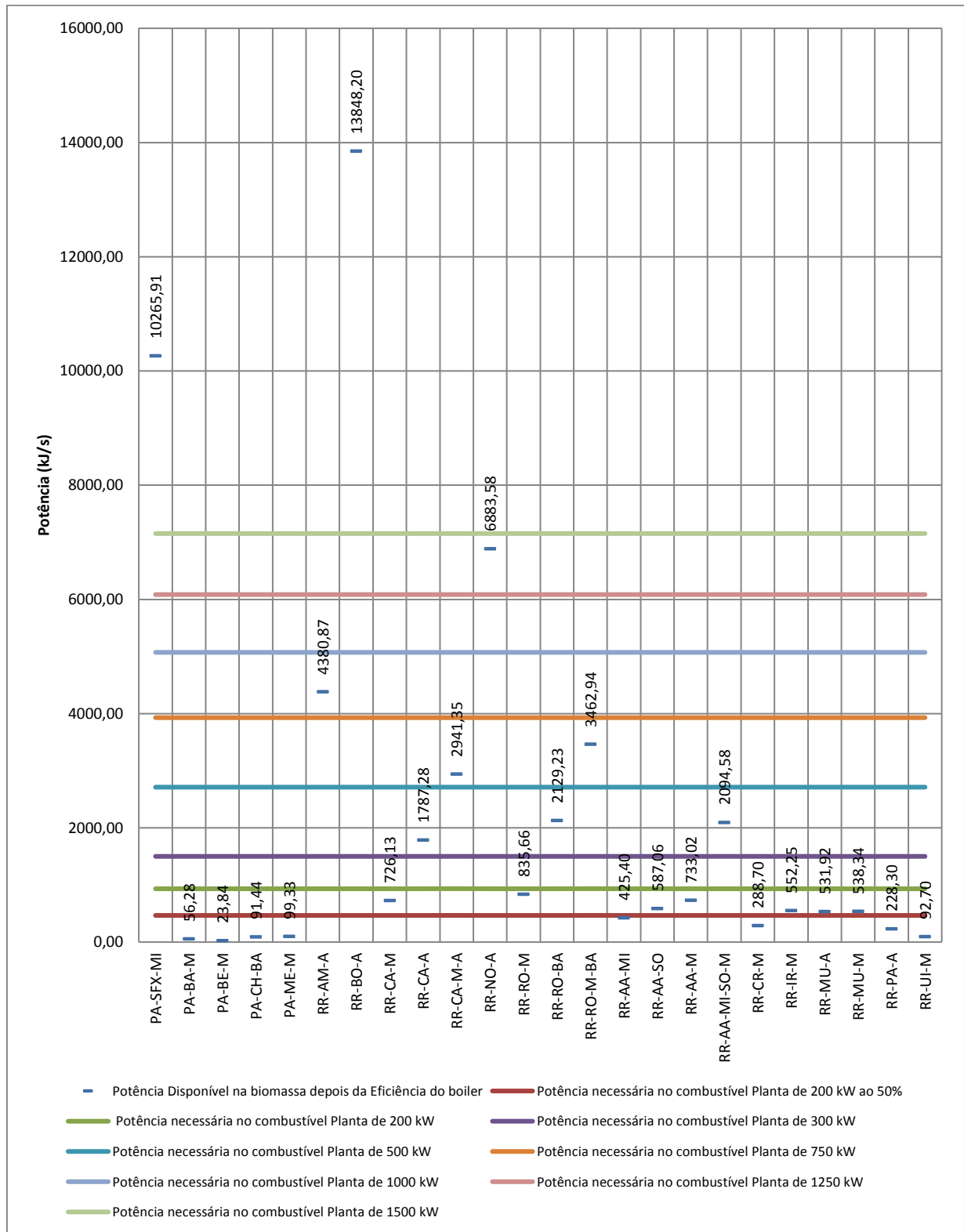


Figura 3.28 – Potência aproveitável do combustível na segunda parte dos casos do ciclo Rankine convencional.

A Figura 3.27 e Figura 3.28 mostram que dos 48 casos avaliados no ciclo Rankine convencional, 19 são inviáveis, pois a energia útil do combustível, que pode ser aproveitada para a geração de energia é menor que 466,72 kJ/s.

Logo das simulações do Ciclo Rankine Orgânico nas diferentes configurações foi determinado que a potência necessária no combustível (quantidade de energia que teria que ser aportada pela biomassa para o acionamento das diferentes configurações estabelecidas para esta tecnologia) para o acionamento do sistema em kJ/s para obter as faixas de potências desejadas são:

- Para uma planta de 300 kW com uma carga parcial de pelo menos 50% da sua capacidade é de 791,14 kJ/s.
- Para uma planta de 300 kW ao 100% da sua capacidade é de 1582,28 kJ/s.
- Para uma planta de 400 kW é de 1992,75 kJ/s.
- Para uma planta de 500 kW é de 2745,10 kJ/s.
- Para uma planta de 600 kW é de 3253,80 kJ/s.
- Para uma planta de 800 kW é de 4341,93 kJ/s.
- Para uma planta de 1000 kW é de 4938,27 kJ/s.
- Para uma planta de 1250 kW é de 6116,87 kJ/s.
- Finalmente para uma planta de 1500 kW é de 7186,12 kJ/s.

Da mesma forma, para o ciclo ORC foi calculada a potência que pode ser gerada a partir do combustível disponível para os diferentes casos nas diferentes faixas de potência avaliadas, conforme mostrado nas Figuras 3.29 e 3.30. Além da determinação das potências possível de serem geradas, nestas figuras também são mostradas as potências mínimas necessárias para o acionamento das diferentes configurações.

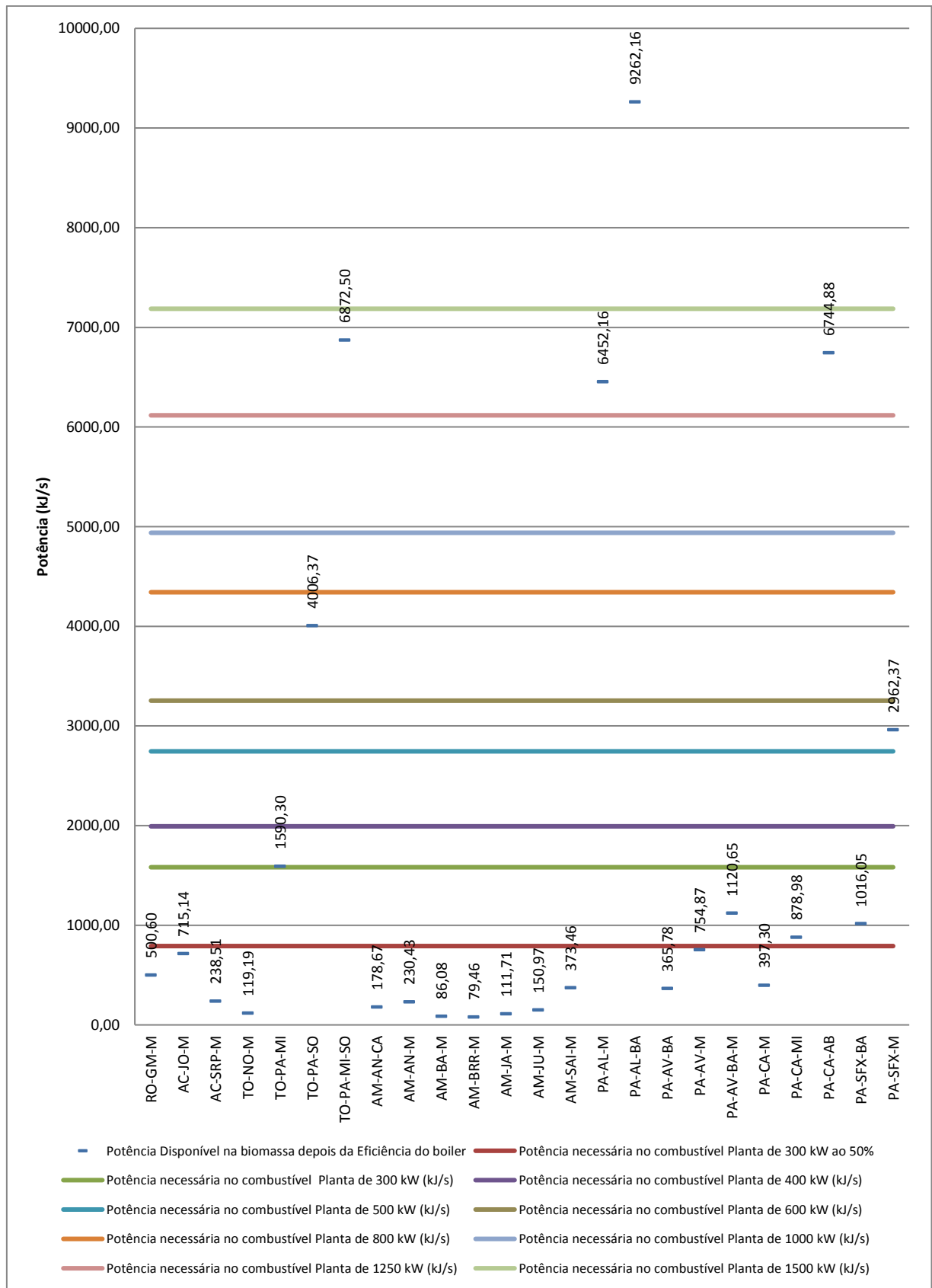


Figura 3.29 – Potência que aproveitável no combustível na primeira parte dos casos do ciclo ORC.

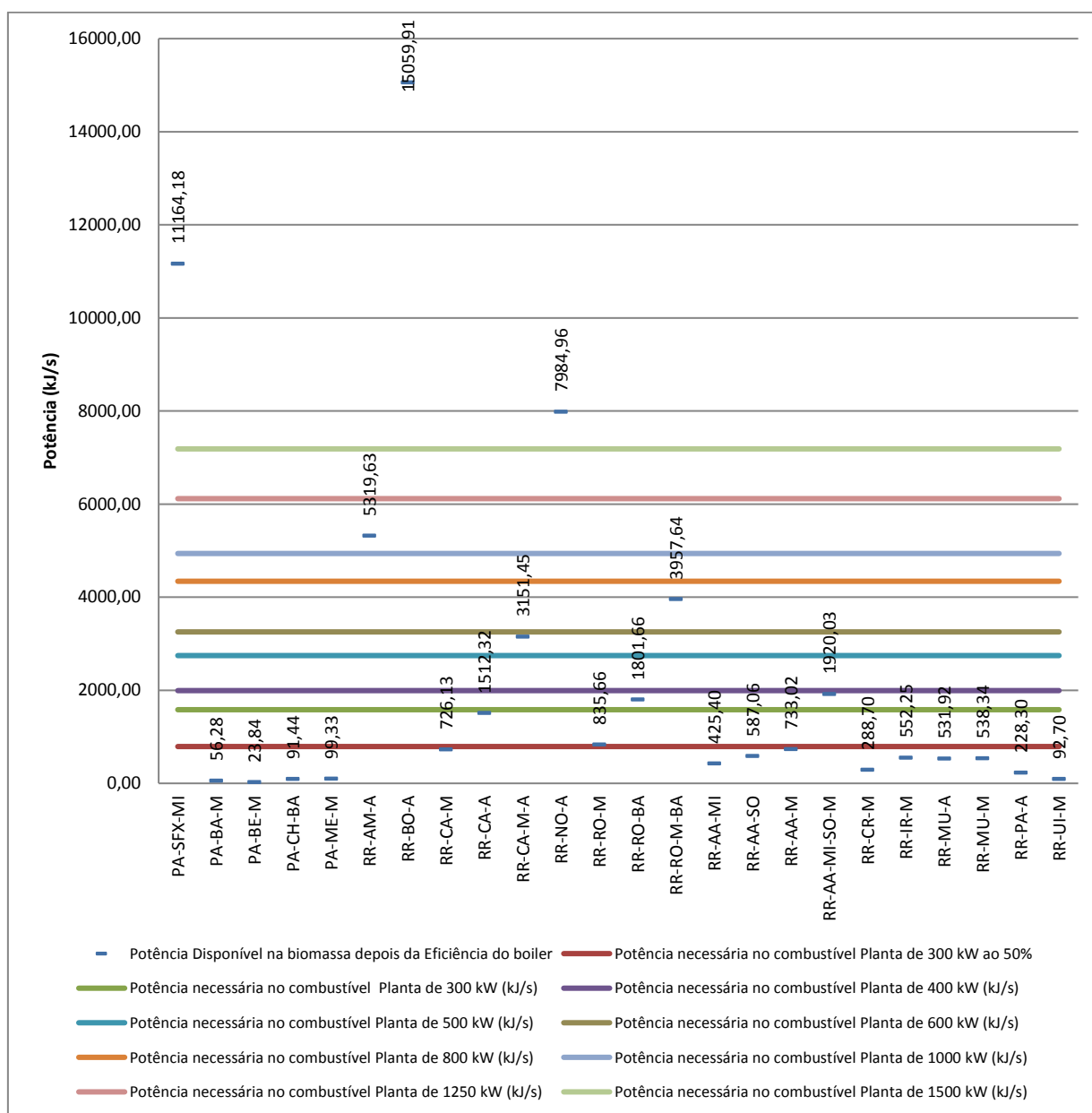


Figura 3.30 – Potência aproveitável no combustível na segunda parte dos casos do ciclo ORC.

As Figura 3.29 e a Figura 3.30 mostram que dos 48 casos do ciclo ORC, 28 são inviáveis, pois a potência possível de ser aproveitada é menor do que 791,14 kJ/s.

Logo dos cálculos realizados para os casos de biodigestão nas diferentes configurações foi determinado que a potência necessária no combustível (quantidade de energia que teria que ser aportada pela biomassa para o acionamento das diferentes configurações estabelecidas para

esta tecnologia) para o acionamento do sistema em kJ/s para obter as faixas de potências desejadas são:

- Para uma planta de 100 kW é de 1021,45 kJ/s.
- Para uma planta de 200 kW é de 1885,01 kJ/s.
- Para uma planta de 300 kW é de 2626,97 kJ/s.
- Para uma planta de 500 kW é de 3952,57 kJ/s.
- Para uma planta de 800 kW é de 5943,54 kJ/s.
- Para uma planta de 1000 kW é de 7002,80 kJ/s.
- Para uma planta de 1250 kW é de 8394,90 kJ/s.
- Finalmente para uma planta de 1500 kW é de 9677,42 kJ/s.

Para a biodigestão foi calculada a potência que pode ser gerada a partir do combustível disponível para os diferentes casos nas diferentes faixas de potência avaliadas, conforme mostrado na Figura 3.31. Além da determinação das potências aproveitáveis no combustível dos diferentes casos, nesta figura encontram-se as potências necessárias para o acionamento das diferentes configurações.

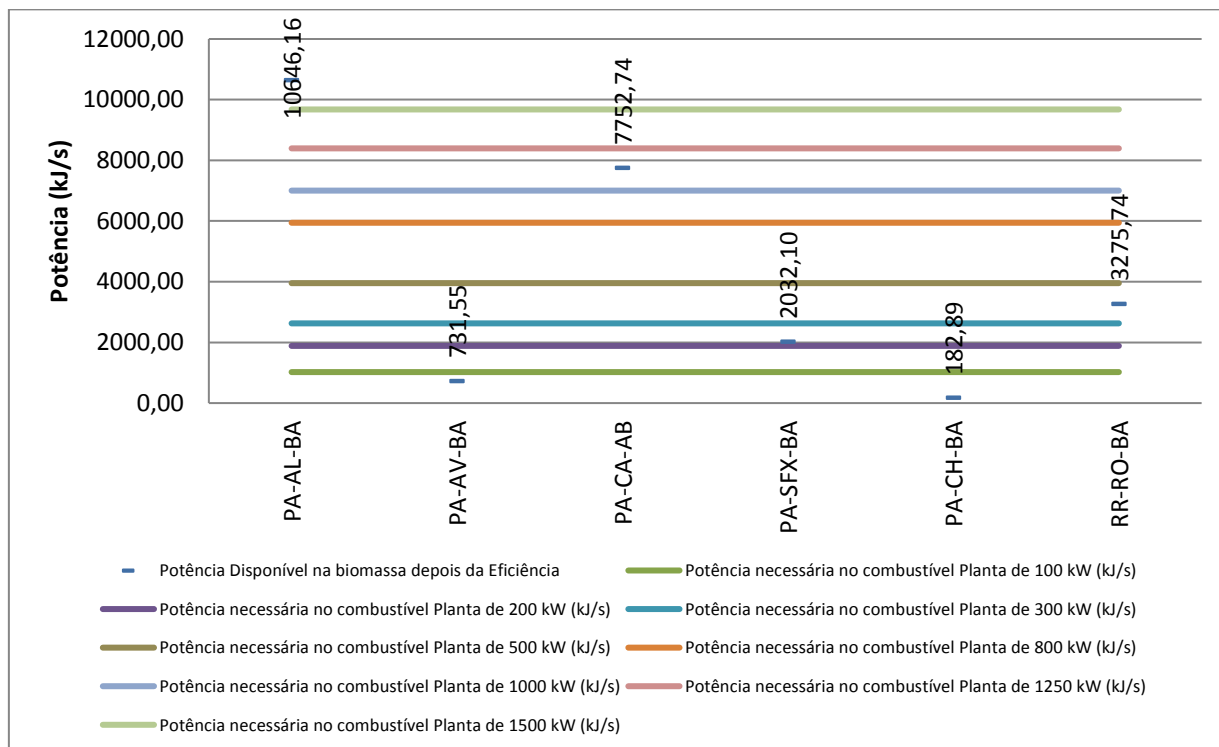


Figura 3.31 – Potência aproveitável no combustível nos diferentes casos da biodigestão.

A Figura 3.31 mostra que dos 6 casos de biodigestão 2 são inviáveis por terem uma potência aproveitável do combustível menor do que 1021,45 kJ/s.

Logo das simulações da gaseificação nas diferentes configurações foi determinado que a potência necessária no combustível (quantidade de energia que teria que ser aportada pela biomassa para o acionamento das diferentes configurações estabelecidas para esta tecnologia) para o acionamento do sistema em kJ/s para obter as faixas de potências desejadas são:

- Para uma planta de 100 kW é de 833,33 kJ/s.
- Para uma planta de 200 kW é de 1538,46 kJ/s.
- Para uma planta de 300 kW é de 2142,86 kJ/s.
- Para uma planta de 500 kW é de 3225,81 kJ/s.
- Para uma planta de 800 kW é de 4848,48 kJ/s.
- Para uma planta de 1000 kW é de 5714,29 kJ/s.
- Para uma planta de 1250 kW é de 6830,60 kJ/s.
- Finalmente para uma planta de 1500 kW é de 7894,74 kJ/s.

Para a gaseificação foi calculada a potência que pode ser gerada a partir do combustível disponível para os diferentes casos nas diferentes faixas de potência avaliadas como se mostra na Figura 3.32. Além da determinação das potências aproveitáveis no combustível dos diferentes casos, nesta figura encontram-se as potências necessárias mínimas no combustível para o acionamento das diferentes configurações.

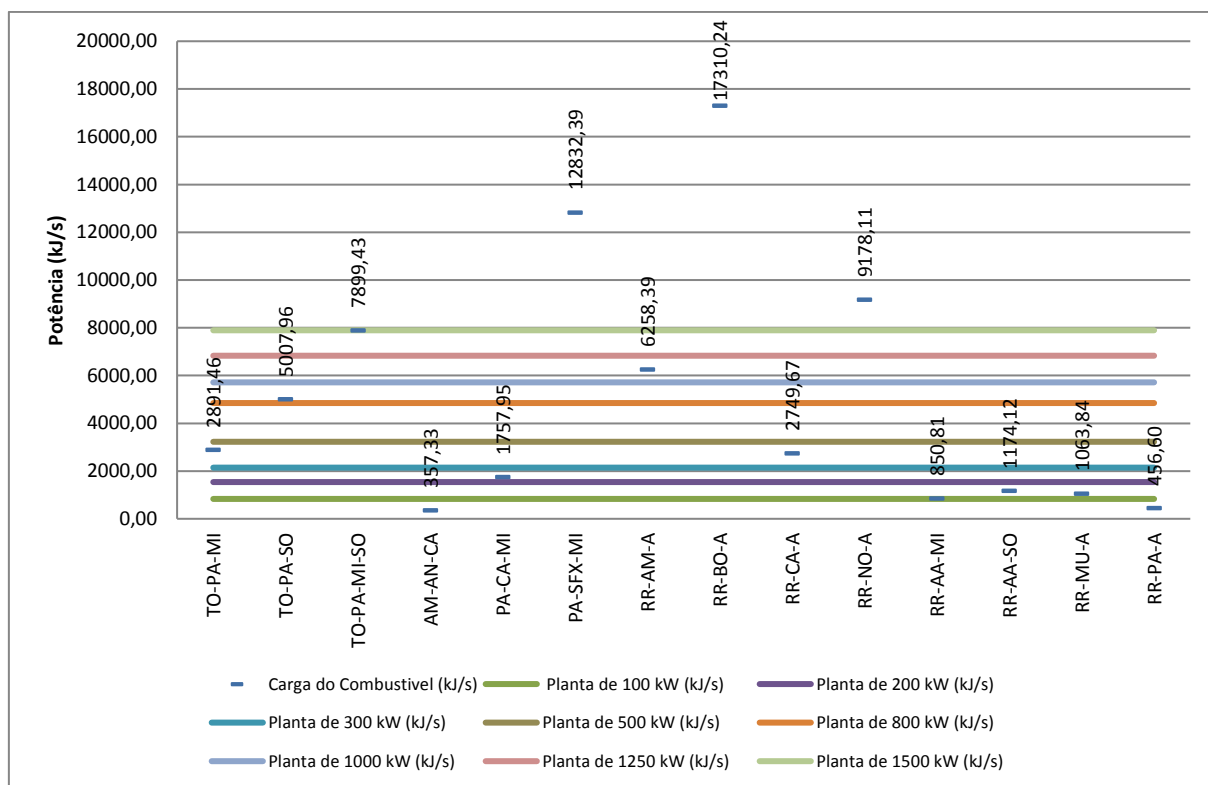


Figura 3.32 – Potência aproveitável no combustível nos diferentes casos da gaseificação

A Figura 3.32 mostra que dos 14 casos de gaseificação dois são inviáveis por terem uma potência gerada a partir do combustível menor do que 833,33 kJ/s, finalmente a Figura 3.33 mostra o resumo dos casos viáveis tecnicamente, de acordo com as diferentes tecnologias.

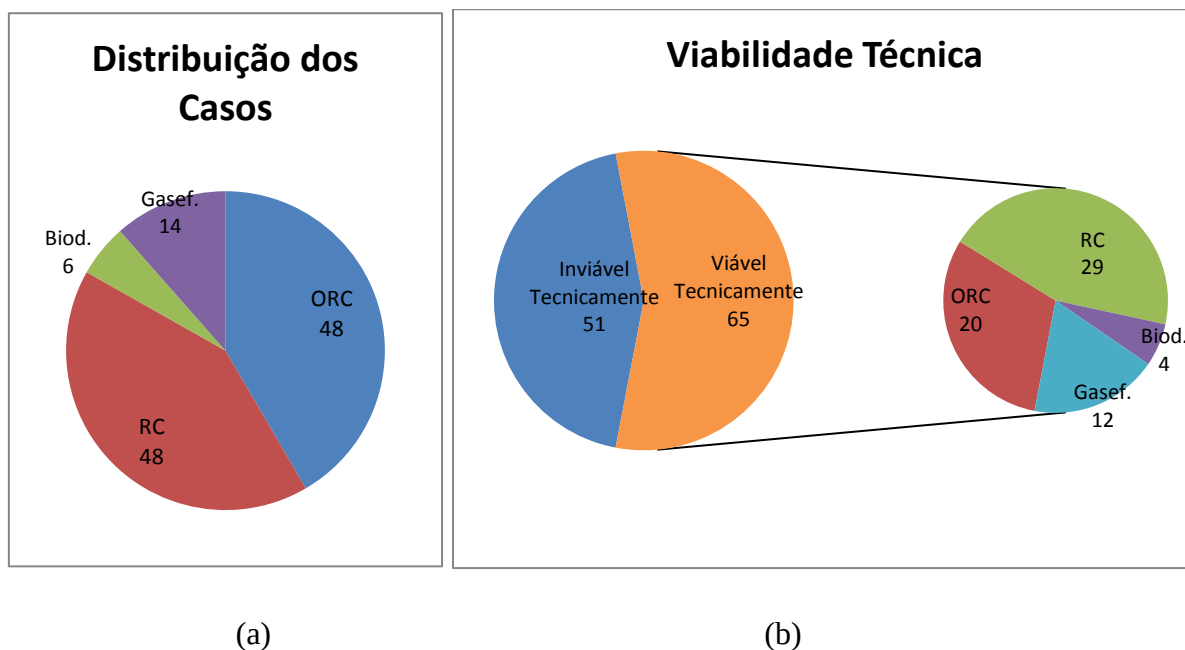


Figura 3.33 – (a) Distribuição dos Casos, (b) Viabilidade Técnica por tecnologia

a. Estado de Rondônia

Conforme aos cálculos e o análise realizados anteriormente foi possível determinar que para o Estado de Rondônia somente o município de Guajará-Mirim apresenta viabilidade técnica. As informações da potência instalada no município de Guajará-Mirim e os resultados de geração do ciclo Rankine convencional são mostrados na Figura 3.34. Os resultados das simulações para o ciclo Rankine convencional com os resíduos de mandioca, mostra uma potência líquida igual a 108,03 kW, o que poderia suprir a demanda energética de 11,32% deste município, (as informações das potências geradas pelos casos inviáveis encontram-se no Apêndice I).

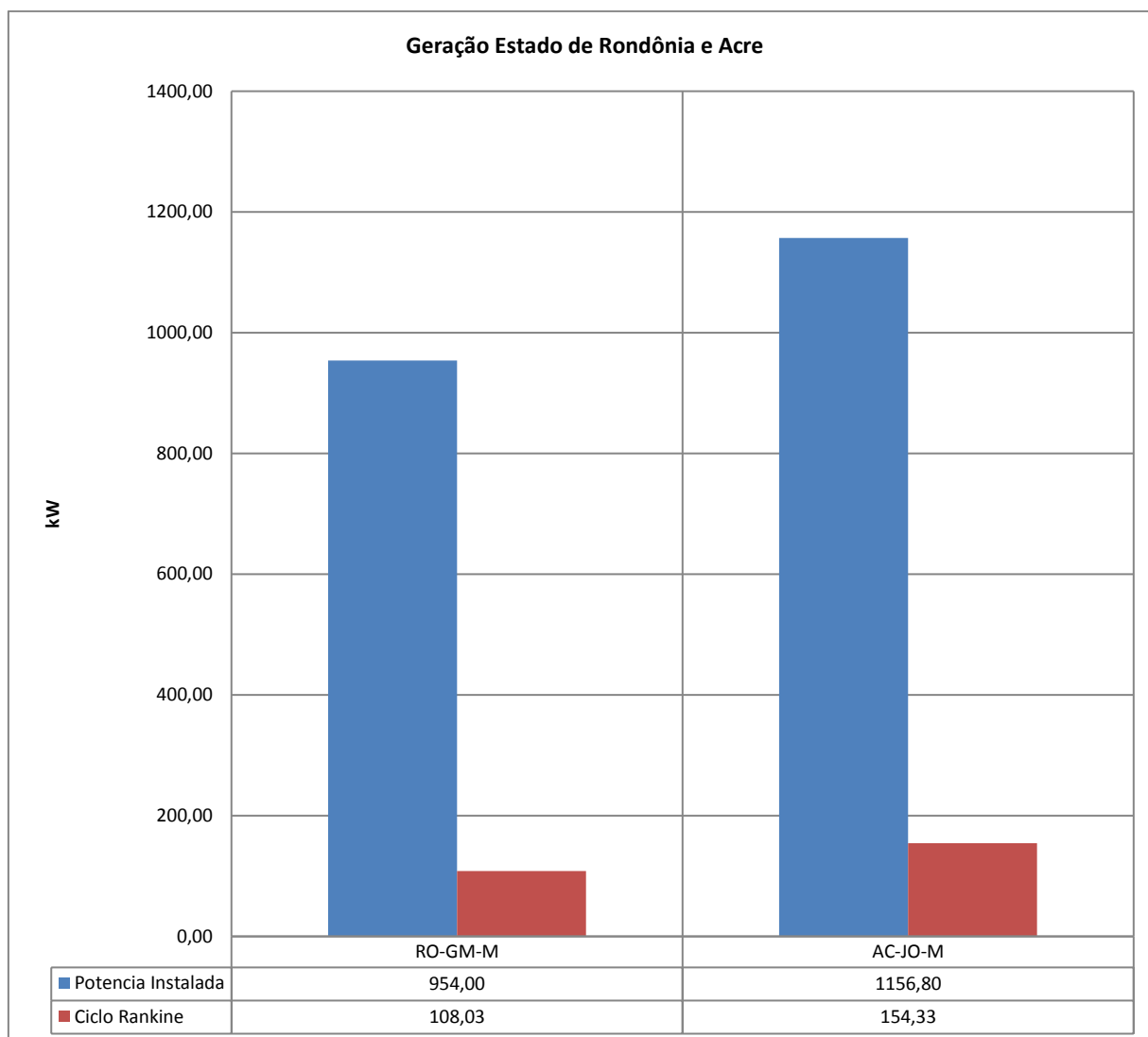


Figura 3.34 – Geração de energia para o Estados de Rondônia e do Acre.

b. Estado do Acre

Para o Estado do Acre tem-se somente um município com viabilidade técnica. As informações da potência instalada no município de Jordão, assim como os resultados de geração do ciclo Rankine convencional são mostrados na Figura 3.34. Os resultados das simulações do ciclo Rankine para o município de Jordão com a utilização dos resíduos de mandioca possibilitam a obtenção de uma potência líquida de 154,33 kW, o que seria capaz de suprir o consumo energético de 13,34% deste município, (as informações das potências geradas pelos casos inviáveis encontram-se no Apêndice I).

c. Estado do Tocantins

Conforme os cálculos realizados neste estudo para o Estado do Tocantins somente um município demonstrou viabilidade técnica para a instalação de uma planta de geração. As informações da potência instalada no município de Palmas, assim como os resultados de geração de energia através do ciclo Rankine convencional, ciclo ORC e da gaseificação são mostrados na Figura 3.35 (as informações das potências geradas pelos casos inviáveis encontram-se no Apêndice I).

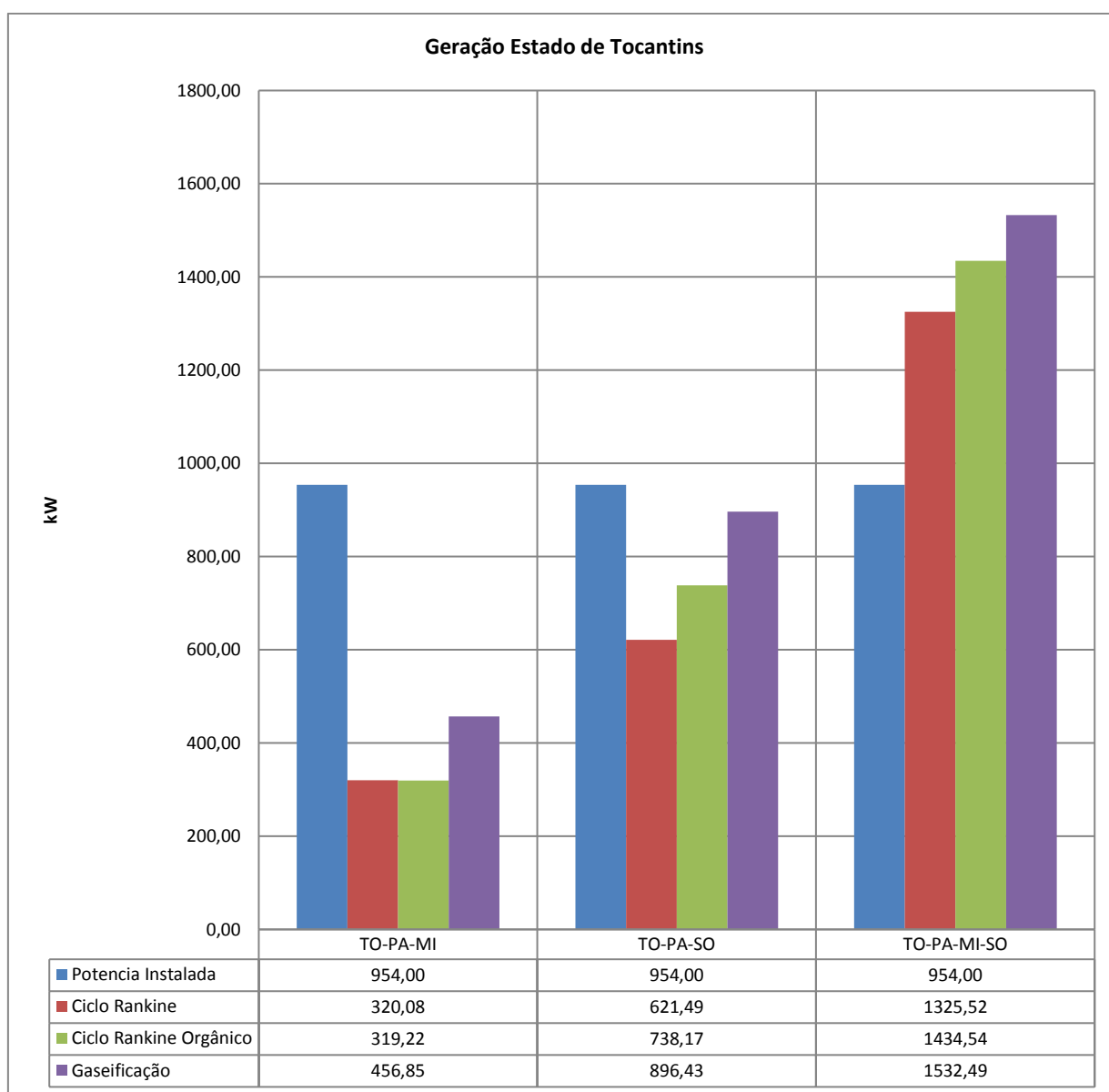


Figura 3.35 – Geração de energia para o Estado do Tocantins.

Os resultados das simulações do ciclo Rankine convencional, ciclo ORC e para a gaseificação do município de Palmas, com a utilização de resíduos de milho, resulta numa potência líquida igual a 320,08 kW, para o caso com o ciclo Rankine convencional, o que seria suficiente para o atendimento de 33,55% da demanda energética deste município. A instalação deste sistema para o município de Palmas poderia ser tecnicamente viável com a implantação de uma planta de ciclo Rankine de 500 kW, operando com uma carga parcial de 64% da sua capacidade. Para o ciclo ORC a potência líquida gerada seria igual a 319,22 kW, o que seria capaz de suprir a demanda de 33,46% deste município. A instalação deste tipo de sistema poderia ser tecnicamente viável com a implantação de uma planta de ORC com 400 kW, operando com uma carga parcial de 79,8% de sua capacidade. Para a gaseificação tem-se uma potência líquida de 456,85 kW, o que seria capaz de suprir 47,89% da demanda deste município, de tal maneira que a implantação desse sistema poderia ser viável com a instalação de uma planta de gaseificação de 500 kW, operando com uma carga parcial de 91,37% da sua capacidade.

Os resultados das simulações com do Ciclo Rankine convencional, Ciclo Rankine Orgânico e gaseificação do município de Palmas com a utilização de resíduos de soja, resulta numa potência líquida igual a 621,49 kW, para o caso com o ciclo Rankine convencional, o que seria suficiente para o atendimento de 65,15% da demanda energética deste município, A instalação deste sistema para o município de Palmas poderia ser tecnicamente viável com uma planta de RC de 750 kW operando com uma carga parcial de 82,8% da sua capacidade. Para o Ciclo Rankine Orgânico a potência líquida gerada sera igual a 738,17 kW, o que seria capaz de suprir a demanda de 77,38% deste município, instalação deste tipo de sistema poderia ser tecnicamente viável com a implantação de uma planta de ORC com 800 kW operando com uma carga parcial de 92,27% de sua capacidade. Para a gaseificação tem-se uma potência líquida de 896,43 kW, o que seria capaz de suprir 94% da demanda deste município, de tal maneira que a implantação desse sistema poderia ser viável com a instalação de uma planta de gaseificação de 1000 kW operando com uma carga parcial de 89,64% da sua capacidade.

Com a finalidade de suprir a demanda total deste município é proposta a utilização dos dois resíduos disponíveis de maneira conjugada, sendo que os resultados das simulações do ciclo Rankine, do ciclo ORC e da gaseificação foram realizadas com os resíduos de milho e soja. Conforme os cálculos realizados com esses dois tipos de resíduos determinaram-se que 66% da geração de potência líquida seria proveniente dos resíduos de soja e 34% da geração seria proveniente dos resíduos de milho. Portanto, através das simulações desenvolvidas para o

ciclo Rankine convencional poderia ser obtida uma potência líquida de 1325,52 kW, o que seria suficiente para suprir totalmente a demanda energética desse município, além disso, a montagem desta planta seria viável com a instalação de um ciclo Rankine de 1500 kW.

Para o ciclo ORC tem-se uma potência líquida de 1434,54 kW, o que seria suficiente para suprir 100% do consumo energético do município de Palmas, de tal maneira que, a implantação deste sistema seria viável para a instalação de uma planta ORC de 1500 kW. Para a gaseificação tem-se uma potência líquida de 1532,49 kW, o que seria capaz de atender 100% do consumo deste município. A implantação desse sistema seria viável com a instalação de uma planta de gaseificação de 1500 kW, os dois resíduos avaliados tem uma capacidade de implementação para plantas de 1500 kW mas a necessidade neste município é de 954 kW (capacidade instalada no local), por tal fato as plantas a serem implementadas terão uma capacidade de 1000 kW por que o alvo deste trabalho es remplazar os sistemas atuais de geração.

d. Estado de Amazonas

Neste estudo para o Estado de Amazonas foram analisados seis municípios: Atalaia do Norte, Barcelos, Barreirinha, Japurá, Juruá e Santo Antônio do Içá. Para todos os municípios avaliou-se a geração com resíduos de mandioca, além disso, para o município de Atalaia do Norte também foi avaliada a geração com resíduos de cana-de-açúcar, constituindo assim um total de sete casos avaliados.

Conforme os cálculos realizados nas simulações a utilização dos resíduos de mandioca e cana-de-açúcar para a operação do ciclo Rankine convencional, do ciclo ORC e da gaseificação é tecnicamente inviável, porque a energia disponível nos resíduos é menor do que a energia necessária para o acionamento dessas tecnologias. É possível mostrar que os municípios do Amazonas têm potencial de geração, mas os potenciais de geração são menores do que 100 kW, deixando estes municípios fora do alcance deste estudo, (as informações das potências geradas pelos casos inviáveis encontram-se no Apêndice I).

e. Estado de Pará

Neste estudo para o Estado do Pará foram analisados oito municípios. Para uma melhor análise dos casos, os municípios foram divididos em dois grupos. O primeiro grupo é composto por municípios que tem uma produção de resíduos menor do que 1000 ton/ano (Bannach, Benevides, Chaves e Melgaço). O segundo grupo é formado por municípios que tem uma produção de resíduos maior do que 1000 ton/ano (Altamira, Aveiro, Conceição do Araguaia e São Félix do Xingu).

Para as simulações com o ciclo Rankine, ciclo ORC e biodigestão para os municípios de Bannach, Benevides e Melgaço considerou-se os resíduos de mandioca. Além disso, para o município de Chaves foi avaliada a geração com resíduos de banana, tendo um total de quatro casos avaliados.

Conforme os cálculos realizados nas simulações a utilização dos resíduos de mandioca e banana para a operação do ciclo Rankine convencional, do ciclo ORC e da biodigestão anaeróbia é tecnicamente inviável, porque a energia disponível nos resíduos é menor do que a energia necessária para o acionamento dessas configurações de menor porte para a cada tecnologia. Dessa forma, seria tecnicamente inviável a montagem de alguma das plantas nos três diferentes tipos de tecnologias considerados (ciclo Rankine convencional, ciclo ORC e biodigestão anaeróbia). É possível verificar que estes municípios do Estado do Pará possuem um potencial de geração, entretanto os potenciais de geração são menores do que 100 kW, fazendo com que estes municípios fiquem fora do alcance deste estudo.

As informações da potência que poderia ser instalada nos municípios de Altamira, Aveiro, Conceição do Araguaia e São Félix do Xingu através da utilização de resíduos agrícolas, assim como os resultados da geração por meio do ciclo Rankine convencional, do ciclo ORC, da gaseificação e da biodigestão anaeróbia são mostrados na Figura 3.36. Para os municípios de Altamira e Aveiro foram utilizados os resíduos de mandioca e banana, para o município de Conceição do Araguaia considerou-se a utilização dos resíduos de mandioca, milho e abacaxi, e para o município de São Félix do Xingu considerou-se a utilização dos resíduos de banana, mandioca e milho. Dessa forma, na análise de geração de energia através dos resíduos para esses municípios foram constituídos 11 casos para avaliação, dos quais 2 são inviáveis tecnicamente, (as informações das potências geradas pelos casos inviáveis encontram-se no Apêndice I).

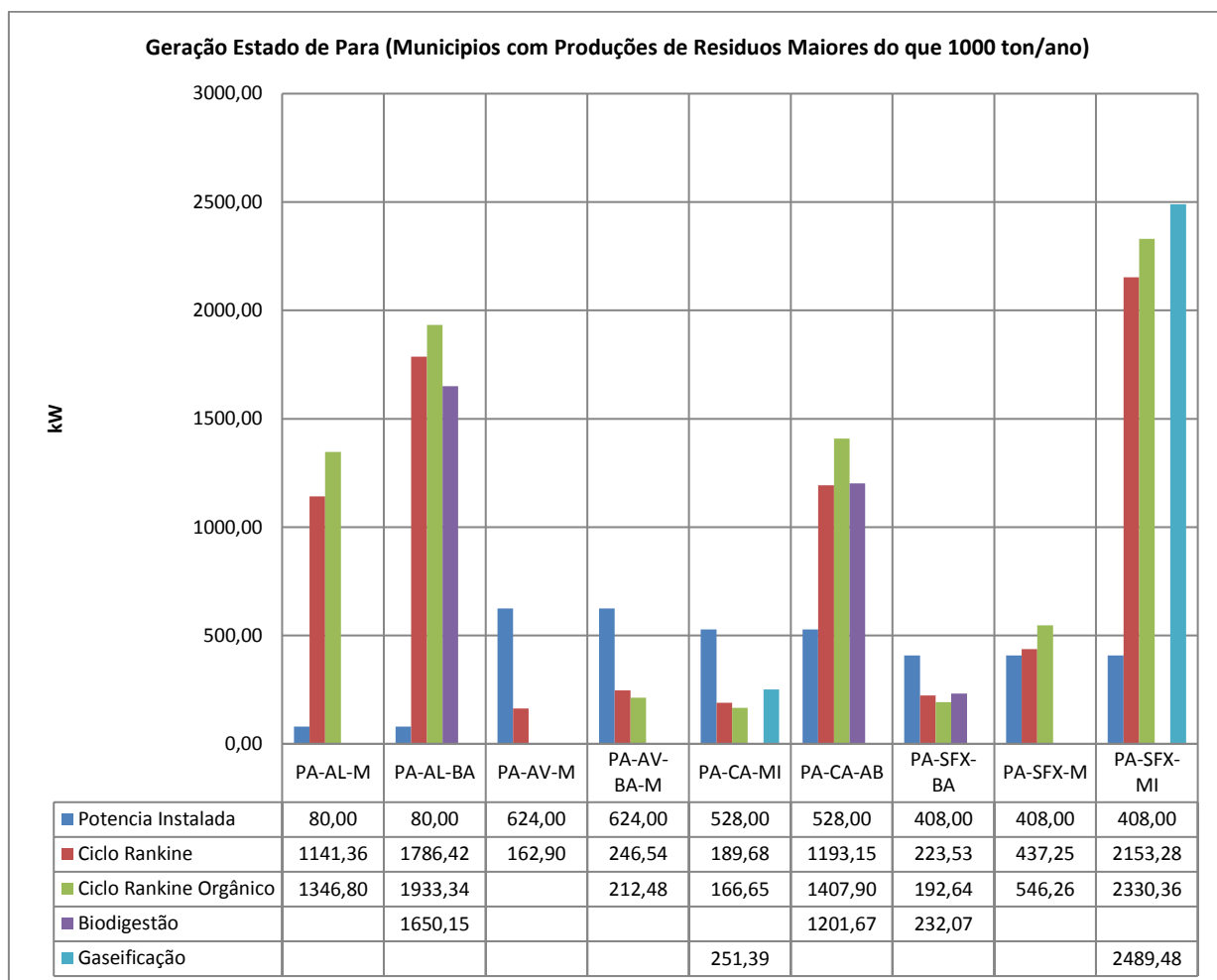


Figura 3.36 – Geração de energia para o Estado do Pará (municípios com uma produção de resíduos maior do que 1000 ton/ano)

Para o município de Altamira, os resultados das simulações do ciclo Rankine, ciclo ORC e biodigestão demonstram viabilidade técnica para a utilização de qualquer um dos dois resíduos disponíveis neste local (mandioca e banana). A energia disponível nos resíduos poderia suprir totalmente a demanda deste município, de tal forma, que as plantas a serem implementadas neste município poderiam ser centrais térmicas com ciclo Rankine convencional de 200 kW, ou centrais com ciclo ORC de 300 kW ou plantas com biodigestão anaeróbia de 100 kW.

Os resultados das simulações para o município de Aveiro, com a utilização dos resíduos de mandioca, para a operação do ciclo Rankine convencional resultam na geração de uma potência líquida de 162,9 kW, o que seria capaz de suprir 26,11% da demanda do município.

Da mesma forma, também haveria viabilidade para a instalação de uma planta de ciclo Rankine convencional de 200 kW operando com uma carga parcial de 81,45% da sua capacidade. A geração com os resíduos de banana mostrou-se tecnicamente inviável, porque a energia disponível nos resíduos é menor do que a requerida para o acionamento das configurações de menor porte de cada uma das tecnologias consideradas neste estudo, por isso a implementação dessas plantas é desaconselhável.

Com a finalidade de se fornecer a maior quantidade de energia possível daquela demandada pelo município de Aveiro propôs-se a utilização dos dois resíduos disponíveis de maneira conjugada. Portanto, utilizando conjuntamente os resíduos de mandioca e banana para a operação do ciclo Rankine convencional e do ciclo ORC, a planta deveria ser abastecida 67,36% do tempo por resíduos de mandioca e 32,64% do tempo por resíduos de banana. Dessa forma conforme os cálculos realizados a planta de ciclo Rankine poderia ter uma potência líquida de 246,54 kW, que supriria 39,51% da demanda deste município. Além disso, a instalação de uma planta de ciclo Rankine convencional de 300 kW, operando com uma carga parcial de 82,18% de sua capacidade também apresentaria viabilidade técnica. Para o ciclo ORC seria registrada uma potência líquida de 212,48 kW, que supriria 34,05% da demanda deste município, a montagem desta planta seria viável com a instalação de uma planta de ciclo ORC de 300 kW, operando com uma carga parcial de 70,83% da sua capacidade.

Os resultados das simulações do ciclo Rankine, do ciclo ORC e da biodigestão anaeróbia para o município de Conceição do Araguaia seriam viáveis com a utilização dos resíduos de abacaxi. A energia térmica disponível nos resíduos poderiam suprir totalmente a demanda deste município. Neste município poderia ser implantada uma central térmica operando com ciclo Rankine convencional de 750 kW, ou uma central térmica operando com ciclo ORC de 600 kW ou uma planta de biodigestão de 800 kW.

Os resultados das simulações do ciclo Rankine, ciclo ORC, biodigestão e gaseificação para o município de São Félix do Xingu seriam viáveis com qualquer um dos três resíduos disponíveis neste local (banana, mandioca e milho).

Portanto, por meio das simulações com a utilização dos resíduos de banana para o ciclo Rankine obtém-se como resultado uma potência líquida de 223,53 kW, o que poderia atender 54,79% da demanda deste município. A implantação deste sistema seria viável com a instalação de uma planta de 300 kW, operando com uma carga parcial de 74,51% da sua capacidade.

Para o ciclo ORC tem-se uma potência líquida de 192,64 kW, o que seria capaz de atender 47,22% da demanda deste município e a implementação de uma planta com esta tecnologia com 300 kW, operando com uma carga parcial de 64,21% de sua capacidade poderia ser seria viável. Para a biodigestão anaeróbia seria possível obter uma potência líquida de 232,07 kW, sendo suficiente para fornecer 56,88% da capacidade demandada pelo município, de tal maneira que a montagem de uma planta de biodigestão de 300 kW operando 77,36% de sua capacidade seria viável.

A energia térmica disponível nos resíduos de mandioca e milho poderiam suprir totalmente a demanda deste município. Conforme os cálculos realizados para este município, considerando os resíduos de mandioca e milho, poderia ser implantada uma central térmica com ciclo Rankine convencional de 500 kW e uma central com ciclo ORC de 500 kW. Além disso, considerando os resíduos de milho poderia ser instalada uma planta de biodigestão de 500 kW.

f. Estado de Roraima

Neste estudo para o Estado de Roraima foram considerados 11 municípios: Alto Alegre, Caracaraí, Iracema, Mucajaí, Pacaraima, Uiramutã, Amajari, Bonfim, Cantá, Normandia e Rorainópolis. Para uma melhor análise dos casos os municípios foram divididos em dois grupos distintos, o primeiro grupo contém municípios que possuem uma produção de resíduos menor do que 5000 t/ano (Alto Alegre, Caracaraí, Iracema, Mucajaí, Pacaraima e Uiramutã) e o segundo grupo contém municípios que possuem uma produção de resíduos maior do que 5000 t/ano (Amajari, Bonfim, Cantá, Normandia e Rorainópolis).

Dentre os municípios cuja produção de resíduos é menor do que 5000 t/ano, os municípios de Caracaraí, Pacaraima e Uiramutã não apresentam viabilidade técnica para a implantação de plantas de geração de energia através de resíduos, pois a energia térmica contida nos resíduos é inferior ao necessário para o acionamento dos dispositivos de conversão.

Para as simulações do ciclo Rankine, do ciclo ORC e da gaseificação para o município de Alto Alegre foi avaliada a geração com resíduos de milho, soja e mandioca. Para os municípios de Iracema e Mucajaí foi avaliada a geração com resíduos de mandioca e para o município de Mucajaí foi avaliada a geração com resíduos de arroz.

As informações da potência instalada nos municípios de Alto Alegre, Iracema e Mucajaí através da utilização dos dispositivos de geração do ciclo Rankine, ciclo ORC e gaseificação encontram-se na Figura 3.37.

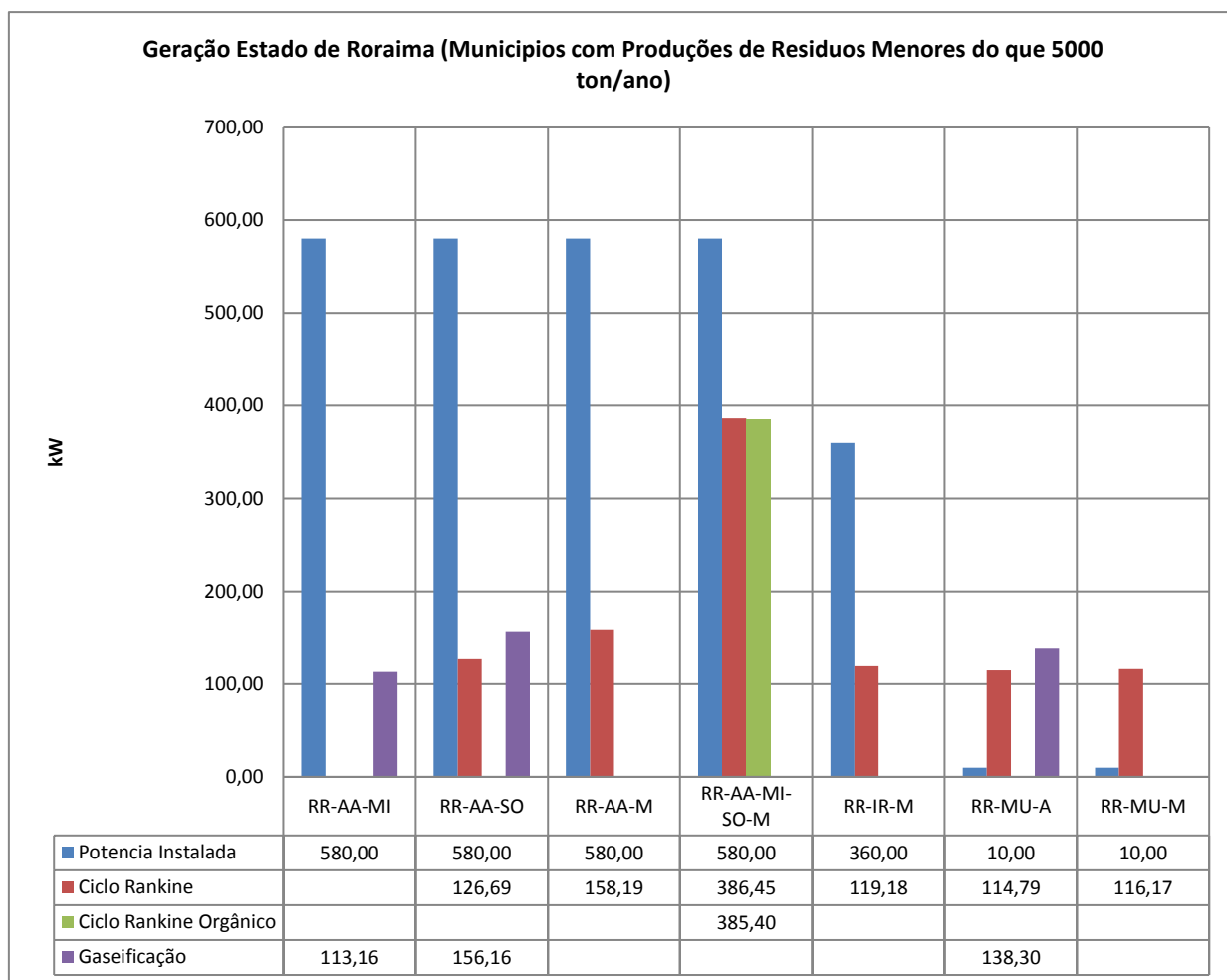


Figura 3.37 – Geração de energia para o Estado de Roraima para os municípios com uma produção de resíduos inferior a 5000 ton/ano

Considerando o município de Alto Alegre os resultados das simulações do ciclo Rankine e da gaseificação observa-se que são viáveis para a utilização os resíduos de milho (gaseificação), soja (ciclo Rankine e gaseificação) e mandioca (ciclo Rankine). Para a utilização dos resíduos de milho no ciclo Rankine seria possível obter uma potência líquida de 113,16 kW, que supriria 19,51% da demanda deste município, e a implantação de uma central térmica de 200 kW com esta tecnologia apresentaria viabilidade técnica, mesmo operando com uma carga parcial de 56,58% da sua capacidade.

Para a utilização dos resíduos de soja no ciclo Rankine convencional e na gaseificação seria possível obter uma potência líquida de potência, respectivamente, igual a 126,69 kW e 156,16 kW, o que seria suficiente para suprir, respectivamente, 21,87% e 26,92% da demanda energética deste município. Seria tecnicamente viável construir uma central térmica de 200 kW, operando com o ciclo Rankine com uma carga parcial de 63,34% de sua capacidade, ou então uma planta de gaseificação de 200 kW, operando com 78,08% de sua capacidade.

Com a utilização dos resíduos de milho para o ciclo Rankine convencional seria possível obter uma potência líquida de 158,19 kW, que supriria 27,27% da demanda deste município. A montagem de uma planta de 200 kW com ciclo Rankine seria viável, operando com uma carga parcial de 79,10% da sua capacidade.

Com a finalidade de fornecer a maior quantidade de energia possível da demanda deste município pode-se sugerir a utilização dos três resíduos disponíveis (milho, soja e mandioca) de maneira conjugada, sendo que os resultados das simulações do ciclo Rankine e do ciclo ORC indicam que, durante o tempo total de atendimento desta planta, 24,37% do tempo poderia ser realizado através dos resíduos de milho, 33,64% do tempo poderia ser feito por meio de resíduos de soja e 41,99% do tempo poderia ser efetuado através dos resíduos de mandioca.

Portanto, a partir das simulações realizadas poderia ser obtida uma potência líquida de 368,45 kW para o ciclo Rankine, o que seria suficiente para suprir 66,63% da demanda deste município. Outra alternativa que apresentaria viabilidade técnica seria a construção de uma planta de ciclo Rankine de 500 kW operando com uma carga parcial de 77,29%. Para o ciclo ORC seria possível obter uma potência líquida de 385,4 kW, que supriria 66,45% da demanda deste município, e a montagem desta planta seria viável com a instalação de uma planta 400 kW operando com uma carga parcial de 96,35% da sua capacidade.

Os resultados das simulações do ciclo Rankine convencional para o município de Iracema mostram que seria possível obter viabilidade técnica a partir da utilização de resíduos de mandioca para o ciclo Rankine. Nesse caso, seria possível obter uma potência líquida de 119,18 kW, que supriria 33,10% da demanda deste município. Da mesma forma, também haveria viabilidade técnica para a montagem de uma planta de 200 kW operando com uma carga parcial de 59,59% de sua capacidade.

Os resultados das simulações do ciclo Rankine convencional, do ciclo ORC e da gaseificação para o município de Mucajaí com a utilização dos resíduos de arroz e mandioca

também apresentaram viabilidade técnica. Para o ciclo Rankine convencional poderia ser obtida uma potência líquida de 114,79 kW para os resíduos de arroz e 116,17 kW para os resíduos de mandioca, o que seria suficiente para suprir a demanda total do município para ambos os casos. Para a gaseificação com os resíduos de arroz poderia ser obtida uma potência líquida de 138,3 kW. A potência instalada deste município é menor que as potências avaliadas neste trabalho (maiores a 100 kW), por essa razão determinou-se que todos os casos compreendendo o município de Mucajaí são tecnicamente inviáveis.

Para o segundo grupo analisado, ou seja, os municípios cuja produção de resíduos é maior do que 5000 t/ano foram realizadas simulações com o ciclo Rankine, ciclo ORC, biodigestão e gaseificação. Avaliou-se a geração de energia através dos resíduos de arroz para os municípios de Amajari, Bonfim, Cantá e Normandia, além disso, para os municípios de Cantá e Rorainópolis foi avaliada a geração com resíduos de mandioca. Finalmente, para o município de Rorainópolis também foi avaliada a geração com resíduos de banana.

As informações da potência instalada nos municípios de Amajari, Bonfim, Cantá, Normandia e Rorainópolis através da utilização dos dispositivos de geração do ciclo Rankine, ciclo ORC, biodigestão e gaseificação são mostradas na Figura 3.38.

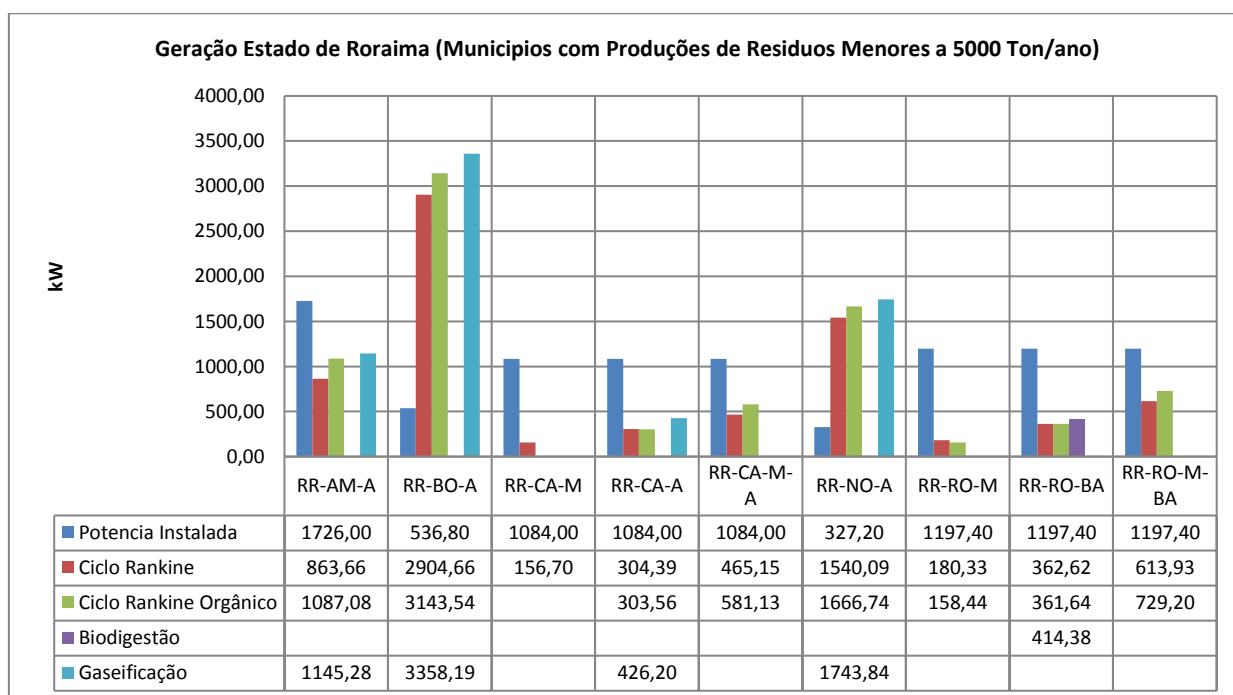


Figura 3.38 – Geração de energia do Estado de Roraima para os municípios com uma produção de resíduos superior a 5000 ton/ano

Conforme os cálculos realizados haveria viabilidade técnica no município de Amajari com a utilização dos resíduos de arroz para o acionamento do ciclo Rankine convencional, ciclo ORC e gaseificação, resultando numa potência líquida igual a 863,66 kW, 1087,08 kW e 1145,28 kW, respectivamente, o que seria capaz de atender, respectivamente, o consumo energético de 50,04%, 62,98% e 66,35% do município. Além disso, neste município haveria viabilidade técnica para a implantação das tecnologias consideradas, a saber: a instalação de uma planta do ciclo Rankine convencional de 100 kW operando com uma carga parcial de 86,37% de sua capacidade, ou a construção de uma planta do ciclo ORC de 1250 kW operando com uma carga parcial de 86,97%, ou então a implantação de uma planta de gaseificação de 1250 kW operando com uma carga parcial de 91,62% de sua capacidade.

Os resultados das simulações do ciclo Rankine, do ciclo ORC e da gaseificação para o município de Bonfim com os resíduos de arroz resultam numa potência líquida de 2904,66 kW, 3143,54 kW e 3358,19 kW, respectivamente, de tal maneira, que o município possui potencial energético nos resíduos para a implementação de plantas maiores do que 1500 kW. Considerando que a demanda energética deste município é igual a 536,8 kW (capacidade nominal instalada no local), por isso, seria viável a instalação de uma planta de ciclo Rankine convencional de 750 kW operando com uma carga parcial de 71,52%, ou a montagem de uma planta do ciclo ORC de 600 kW operando com uma carga parcial de 89,4%, ou então a construção de uma planta de gaseificação de 800 kW operando com uma carga parcial de 67,05%.

Os resultados das simulações do ciclo Rankine, ciclo ORC e gaseificação para o município de Normandia com os resíduos de arroz também apresentaram viabilidade técnica. Para o ciclo Rankine seria possível obter uma geração de potência líquida igual a 1504,09 kW, para o ciclo ORC tem-se uma potência líquida de 1666,74 kW e para a gaseificação tem-se uma potência líquida de 1743,84 kW. Considerando que a capacidade instalada demandada pelo município é de 327,20 kW haveria a possibilidade para a implementação de plantas com capacidades maiores do que 1500 kW. Seria possível construir uma central térmica operando com ciclo Rankine convencional de 500 kW operando com uma carga parcial de 65,44%, ou uma planta com ciclo ORC de 400 kW funcionando com uma carga parcial de 81,8%, ou então uma planta de gaseificação de 500 kW que poderia trabalhar com uma carga parcial de 65,44% de sua capacidade.

Para os municípios de Cantá e Rorainópolis a utilização de só um tipo de resíduo não supre completamente a demanda energética destes municípios. Com a finalidade de fornecer a maior quantidade de energia possível para estes dois municípios, propôs-se neste trabalho, a utilização dos resíduos de mandioca e arroz para o município de Cantá, e dos resíduos de mandioca e banana para o município de Rorainópolis. Realizou-se a unificação dos resíduos disponíveis para geração de energia com as tecnologias do ciclo Rankine convencional e ciclo ORC, os casos especiais com a utilização de 2 dois ou mais tipos de resíduos partem do suposto que elas ocorrem no mesmo tempo.

Para o município de Cantá, o atendimento da central térmica poderia ser feito em 65,44% do tempo pelos resíduos de arroz e 34,56% do tempo pelos resíduos de mandioca. A geração através do ciclo Rankine convencional resultaria em uma potência líquida de 465,15 kW que seria capaz de abastecer 42,91% do consumo de energia do município, e o ciclo ORC resultaria em uma potência de 581,13 kW que poderia suprir 53,61% da demanda do município. A montagem de uma planta com ciclo Rankine de 500 kW operando com uma carga parcial de 93,03% seria tecnicamente viável, assim como, a instalação de uma central térmica com ciclo ORC de 600 kW operando com uma carga parcial de 96,86% de sua capacidade.

Da mesma forma, para o município de Rorainópolis, o atendimento da central térmica poderia ser feito em 66,14% do tempo pelos resíduos de banana e 33,86% do tempo pelos resíduos de mandioca. A geração através do ciclo Rankine convencional resultaria em uma potência líquida de 613,93 kW que seria capaz de abastecer 51,27% do consumo de energia do município, e o ciclo ORC resultaria em uma potência líquida de 729,20 kW que poderia suprir 60,90% da demanda do município. A implementação de uma planta com ciclo Rankine de 750 kW operando com uma carga parcial de 81,86% seria tecnicamente viável, bem como, a implantação de uma central térmica com ciclo ORC de 800 kW operando com uma carga parcial de 91,15% de sua capacidade.

Finalmente, depois de efetuados todos os cálculos sobre o potencial de geração nos municípios considerados por meio da utilização dos resíduos, e também da determinação da viabilidade técnica dos casos construiu-se a Tabela 3.14. Esta tabela mostra os diferentes casos avaliados neste estudo e os respectivos percentuais de atendimento de suas demandas para cada um destes casos. Por fim tem-se 29 casos viáveis para a tecnologia de ciclo Rankine convencional, 20 casos viáveis para a tecnologia de ciclo ORC, 4 casos viáveis para a tecnologia

de biodigestão e 15 casos viáveis para a tecnologia de gaseificação, perfazendo um total de 65 casos, conforme mostrado na Tabela 3.14.

Tabela 3.14 – Percentuais de atendimento com as diferentes tecnologias consideradas neste trabalho

Caso / Unidade	RC	ORC	BIOD.	GASEF
RO-GM-M	11,32%	Inviável	Não Aplica	Não Aplica
AC-JO-M	13,34%	Inviável	Não Aplica	Não Aplica
AC-SRP-M	Inviável	Inviável	Não Aplica	Não Aplica
TO-NO-M	Inviável	Inviável	Não Aplica	Não Aplica
TO-PA-MI	33,55%	33,46%	Não Aplica	47,89%
TO-PA-SO	65,15%	77,38%	Não Aplica	93,96%
TO-PA-MI-SO	100,00%	100,00%	Não Aplica	100,00%
AM-AN-CA	Inviável	Inviável	Não Aplica	Inviável
AM-AN-M	Inviável	Inviável	Não Aplica	Não Aplica
AM-BA-M	Inviável	Inviável	Não Aplica	Não Aplica
AM-BRR-M	Inviável	Inviável	Não Aplica	Não Aplica
AM-JA-M	Inviável	Inviável	Não Aplica	Não Aplica
AM-JU-M	Inviável	Inviável	Não Aplica	Não Aplica
AM-SAI-M	Inviável	Inviável	Não Aplica	Não Aplica
PA-AL-M	100,00%	100,00%	Não Aplica	Não Aplica
PA-AL-BA	100,00%	100,00%	100,00%	Não Aplica
PA-AV-BA	Inviável	Inviável	Inviável	Não Aplica
PA-AV-M	26,11%	Inviável	Não Aplica	Não Aplica
PA-AV-BA-M	39,51%	34,05%	Não Aplica	Não Aplica
PA-CA-M	Inviável	Inviável	Não Aplica	Não Aplica
PA-CA-MI	35,92%	31,56%	Não Aplica	47,61%
PA-CA-AB	100,00%	100,00%	100,00%	Não Aplica
PA-SFX-BA	54,79%	47,22%	56,88%	Não Aplica
PA-SFX-M	100,00%	100,00%	Não Aplica	Não Aplica

Caso / Unidade	RC	ORC	BIOD.	GASEF
PA-SFX-MI	100,00%	100,00%	Não Aplica	100,00%
PA-BA-M	Inviável	Inviável	Não Aplica	Não Aplica
PA-BE-M	Inviável	Inviável	Não Aplica	Não Aplica
PA-CH-BA	Inviável	Inviável	Inviável	Não Aplica
PA-ME-M	Inviável	Inviável	Não Aplica	Não Aplica
RR-AM-A	50,04%	62,98%	Não Aplica	66,35%
RR-BO-A	100,00%	100,00%	Não Aplica	100,00%
RR-CA-M	14,46%	Inviável	Não Aplica	Não Aplica
RR-CA-A	28,08%	28,00%	Não Aplica	39,32%
RR-CA-M-A	42,91%	53,61%	Não Aplica	Não Aplica
RR-NO-A	100,00%	100,00%	Não Aplica	100,00%
RR-RO-M	15,06%	13,23%	Não Aplica	Não Aplica
RR-RO-BA	30,28%	30,20%	34,61%	Não Aplica
RR-RO-M-BA	51,27%	60,90%	Não Aplica	Não Aplica
RR-AA-MI	Inviável	Inviável	Não Aplica	19,51%
RR-AA-SO	21,84%	Inviável	Não Aplica	26,92%
RR-AA-M	27,27%	Inviável	Não Aplica	Não Aplica
RR-AA-MI-SO-M	66,63%	66,45%	Não Aplica	Não Aplica
RR-CR-M	Inviável	Inviável	Não Aplica	Não Aplica
RR-IR-M	33,10%	Inviável	Não Aplica	Não Aplica
RR-MU-A	100,00%	Inviável	Não Aplica	100,00%
RR-MU-M	100,00%	Inviável	Não Aplica	Não Aplica
RR-PA-A	Inviável	Inviável	Não Aplica	Inviável
RR-UI-M	Inviável	Inviável	Não Aplica	Não Aplica

Além de mostrar os casos pela potência instalada, na Tabela 3.15 são mostradas a energia gerada nos locais com as atuais usinas a óleo diesel e a energia que poderia ser gerada pelos diferentes sistemas considerados para cada um dos municípios com viabilidade técnica.

Tabela 3.15 – Energia gerada com as diferentes tecnologias

Caso	Energia gerada (MWh/ano)	Ciclo Rankine (MWh/ano)	Ciclo Rankine Orgânico (MWh/ano)	Biodigestão (MWh/ano)	Gaseificação (MWh/ano)
RO-GM-M	7939.19	899.02	0.00	0.00	0.00
AC-JO-M	9626.89	1284.31	0.00	0.00	0.00
TO-PA-MI	7939.19	2663.75	2656.53	0.00	3801.91
TO-PA-SO	7939.19	5172.03	6143.08	0.00	7460.05
TO-PA-MI-SO	7939.19	11031.01	11938.21	0.00	12753.38
PA-AL-M	665.76	9498.43	11208.03	0.00	0.00
PA-AL-BA	665.76	14866.63	16089.27	13732.58	0.00
PA-AV-M	5192.93	1355.66	0.00	0.00	0.00
PA-AV-BA-M	5192.93	2051.73	1768.22	0.00	0.00
PA-CA-MI	4394.02	1578.54	1386.90	0.00	2092.05
PA-CA-AB	4394.02	9929.37	11716.52	10000.34	0.00
PA-SFX-BA	3395.38	1860.22	1603.17	1931.25	0.00
PA-SFX-M	3395.38	3638.76	4545.99	0.00	0.00
PA-SFX-MI	3395.38	17919.56	19393.28	0.00	20717.49
PA-BA-M	5991.84	186.52	150.65	0.00	0.00
PA-BE-M	1065.22	78.89	63.80	0.00	0.00
PA-CH-BA	4860.05	302.65	244.75	59.23	0.00
PA-ME-M	5991.84	327.15	265.84	0.00	0.00
RR-AM-A	14363.77	7187.35	9046.69	0.00	9531.06
RR-BO-A	4467.25	24172.57	26160.54	0.00	27946.84
RR-CA-M	9021.05	1304.05	0.00	0.00	0.00
RR-CA-A	9021.05	2533.12	2526.25	0.00	3546.82
RR-CA-M-A	9021.05	3871.01	4836.14	0.00	0.00
RR-NO-A	2722.96	12816.60	13870.65	0.00	14512.24
RR-RO-M	9964.76	1500.74	1318.54	0.00	0.00
RR-RO-BA	9964.76	3017.76	3009.58	3448.48	0.00
RR-RO-M-BA	9964.76	5109.12	6068.36	0.00	0.00
RR-AA-MI	4826.76	0.00	0.00	0.00	941.70
RR-AA-SO	4826.76	1054.29	0.00	0.00	1299.54
RR-AA-M	4826.76	1316.42	0.00	0.00	0.00
RR-AA-MI-SO-M	4826.76	3216.03	3207.32	0.00	0.00
RR-IR-M	2995.92	991.77	0.00	0.00	0.00
RR-MU-A	83.22	955.27	0.00	0.00	1150.92
RR-MU-M	83.22	966.80	0.00	0.00	0.00

No Brasil o perfil de consumo da energia tem mostrado variações ao longo do tempo, para mostrar este fenômeno foi construída a Figura 3.39, de acordo com as informações da

Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Nesta figura é mostrado o comportamento do consumo de energia por domicílio ao longo dos anos, a partir do ano 1990 até o ano de 2015. Realizou-se uma projeção do ano de 2016 até o ano de 2024, de acordo com as informações da nota técnica DEA 03/15 com um acréscimo de 2,2% por ano. [158–161].

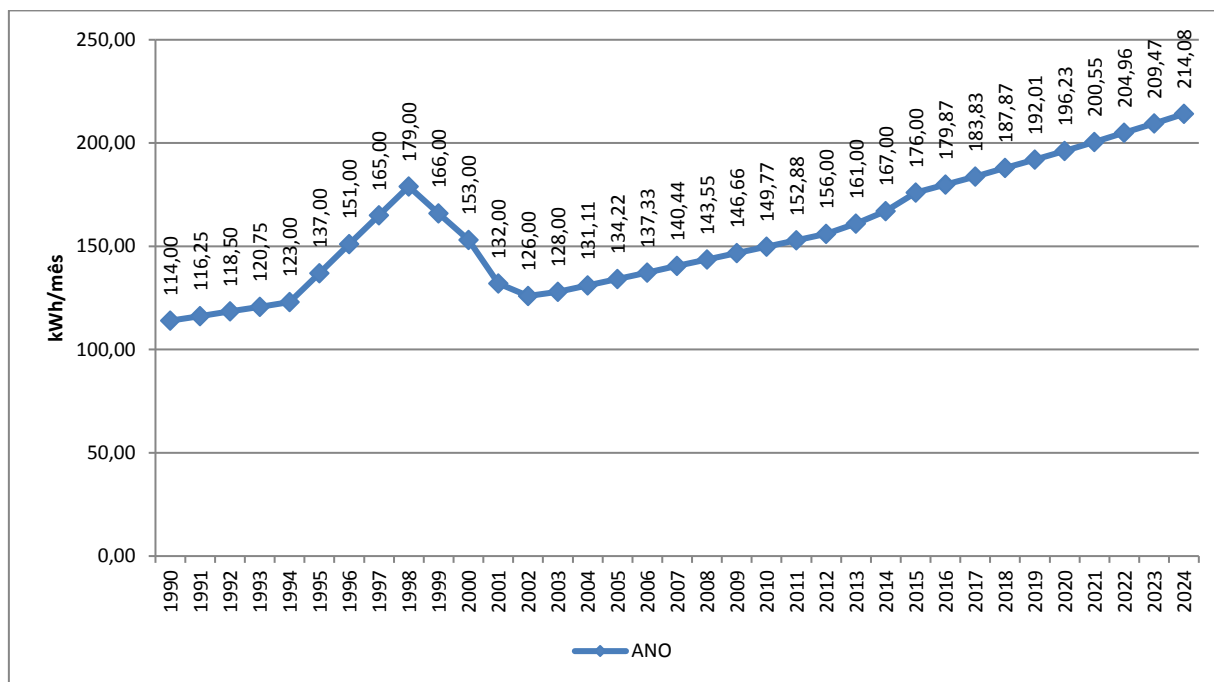


Figura 3.39 – Comportamento do consumo de energia por domicílio do ano 1990 até 2024

Da projeção realizada foram considerados os dados para o ano de 2016. Considerou-se um consumo de energia específico por domicílio igual a 179,87 kWh/mês, o que resulta em um consumo total de 2,16 MWh/ano por domicílio. Ao se levar em conta este dado para a geração de energia com cada uma das tecnologias obtêm-se as quantidades de domicílios que poderiam ser atendidos com as diferentes opções propostas neste trabalho.

Na Tabela 3.16 são mostradas as informações do número de habitantes para cada município, além disso, também são mostradas as quantidades de domicílios atendidos em cada um dos diferentes casos. Deve-se notar que é possível encontrar alguns casos nos quais o número de domicílios que podem ser atendidos é maior do que o número de domicílios atendidos pelas usinas termelétricas operadas com óleo diesel. Nos municípios escolhidos as implementações avaliadas neste trabalho supriram só a capacidade necessária neste domicílio.

Tabela 3.16 – Quantidade de domicílios atendidos com as diferentes tecnologias com respecto a consumo da media nacional

Caso	No. De habitantes	No de domicílios de acordo ao Atendimento (Potência da Usina Oleo Diesel)	No de domicílios de acordo ao Atendimento pelo Ciclo Rankine	No de domicílios de acordo ao Atendimento pelo Ciclo Rankine Orgânico	No de domicílios de acordo ao Atendimento pela Biodigestão	No de domicílios de acordo ao Atendimento pela Gaseificação
RO-GM-M	46203	3676	416	Não Aplica	Não Aplica	Não Aplica
AC-JO-M	7330	4457	595	Não Aplica	Não Aplica	Não Aplica
TO-PA-MI	26409	3676	1233	1230	Não Aplica	1760
TO-PA-SO	26409	3676	2394	2844	Não Aplica	3454
TO-PA-MI-SO	26409	3676	5107	5527	Não Aplica	5904
PA-AL-M	106768	308	4397	5189	Não Aplica	Não Aplica
PA-AL-BA	106768	308	6883	7449	6358	Não Aplica
PA-AV-M	15956	2404	628	Não Aplica	Não Aplica	Não Aplica
PA-AV-BA-M	15956	2404	950	819	Não Aplica	Não Aplica
PA-CA-MI	46302	2034	731	642	Não Aplica	969
PA-CA-AB	46302	2034	4597	5424	4630	Não Aplica
PA-SFX-BA	111633	1572	861	742	894	Não Aplica
PA-SFX-M	111633	1572	1685	2105	Não Aplica	Não Aplica
PA-SFX-MI	111633	1572	8296	8978	Não Aplica	9591
PA-BA-M	3303	2774	86	70	Não Aplica	Não Aplica
PA-BE-M	57393	493	37	30	Não Aplica	Não Aplica
PA-CH-BA	22302	2250	140	113	27	Não Aplica
PA-ME-M	26133	2774	151	123	Não Aplica	Não Aplica
RR-AM-A	10721	6650	3327	4188	Não Aplica	4413
RR-BO-A	11632	2068	11191	12111	Não Aplica	12938
RR-CA-M	15774	4176	604	Não Aplica	Não Aplica	Não Aplica
RR-CA-A	15774	4176	1173	1170	Não Aplica	1642
RR-CA-M-A	15774	4176	1792	2239	Não Aplica	Não Aplica
RR-NO-A	9953	1261	5934	6422	Não Aplica	6719
RR-RO-M	26811	4613	695	610	Não Aplica	Não Aplica
RR-RO-BA	26811	4613	1397	1393	1597	Não Aplica
RR-RO-M-BA	26811	4613	2365	2809	Não Aplica	Não Aplica
RR-AA-MI	16301	2235	Não Aplica	Não Aplica	Não Aplica	436
RR-AA-SO	16301	2235	488	Não Aplica	Não Aplica	602
RR-AA-M	16301	2235	609	Não Aplica	Não Aplica	Não Aplica
RR-AA-MI-SO-M	16301	2235	1489	1485	Não Aplica	Não Aplica
RR-IR-M	10043	1387	459	Não Aplica	Não Aplica	Não Aplica
RR-MU-A	16137	39	442	Não Aplica	Não Aplica	533
RR-MU-M	16137	39	448	Não Aplica	Não Aplica	Não Aplica

Alguns outros estudos específicos nestas comunidades isoladas mostram que os consumos são menores, o estudo realizado por Ickowicz Krybus e Pascalicchio determinho [168] que os consumos meios por dia num destes domicílios é de 3,73 kWh por dia, o que resulta em um consumo total de 1,34 MWh/ano por domicílio. Ao se levar em conta este dado para a geração de energia com cada uma das tecnologias obtêm-se as quantidades de domicílios que poderiam ser atendidos com as diferentes opções propostas neste trabalho.

Na Tabela 3.17 são mostradas as informações do número de habitantes para cada município, além disso, também são mostradas as quantidades de domicílios atendidos em cada

um dos diferentes casos. Deve-se notar que é possível encontrar alguns casos nos quais o número de domicílios que podem ser atendidos é maior do que o número de domicílios atendidos pelas usinas termelétricas operadas com óleo diesel. Nos municípios escolhidos as implementações avaliadas neste trabalho supriram só a capacidade necessária neste domicílio.

Tabela 3.17 – Quantidade de domicílios atendidos com as diferentes tecnologias com respeito a consumo médio de comunidades isoladas

Caso	No. De habitantes	No de domicílios de acordo ao Atendimento (Potência da Usina Oleo Diesel)	No de domicílios de acordo ao Atendimento pelo Ciclo Rankine	No de domicílios de acordo ao Atendimento pelo Ciclo Rankine Orgânico	No de domicílios de acordo ao Atendimento pela Biodigestão	No de domicílios de acordo ao Atendimento pela Gaseificação
RO-GM-M	46203	5925	671	Não Aplica	Não Aplica	Não Aplica
AC-JO-M	7330	7184	958	Não Aplica	Não Aplica	Não Aplica
TO-PA-MI	26409	5925	1988	1982	Não Aplica	2837
TO-PA-SO	26409	5925	3860	4584	Não Aplica	5567
TO-PA-MI-SO	26409	5925	8232	8909	Não Aplica	9517
PA-AL-M	106768	497	7088	8364	Não Aplica	Não Aplica
PA-AL-BA	106768	497	11095	12007	10248	Não Aplica
PA-AV-M	15956	3875	1012	Não Aplica	Não Aplica	Não Aplica
PA-AV-BA-M	15956	3875	1531	1320	Não Aplica	Não Aplica
PA-CA-MI	46302	3279	1178	1035	Não Aplica	1561
PA-CA-AB	46302	3279	7410	8744	7463	Não Aplica
PA-SFX-BA	111633	2534	1388	1196	1441	Não Aplica
PA-SFX-M	111633	2534	2715	3393	Não Aplica	Não Aplica
PA-SFX-MI	111633	2534	13373	14473	Não Aplica	15461
PA-BA-M	3303	4472	139	112	Não Aplica	Não Aplica
PA-BE-M	57393	795	59	48	Não Aplica	Não Aplica
PA-CH-BA	22302	3627	226	183	44	Não Aplica
PA-ME-M	26133	4472	244	198	Não Aplica	Não Aplica
RR-AM-A	10721	10719	5364	6751	Não Aplica	7113
RR-BO-A	11632	3334	18039	19523	Não Aplica	20856
RR-CA-M	15774	6732	973	Não Aplica	Não Aplica	Não Aplica
RR-CA-A	15774	6732	1890	1885	Não Aplica	2647
RR-CA-M-A	15774	6732	2889	3609	Não Aplica	Não Aplica
RR-NO-A	9953	2032	9565	10351	Não Aplica	10830
RR-RO-M	26811	7436	1120	984	Não Aplica	Não Aplica
RR-RO-BA	26811	7436	2252	2246	2573	Não Aplica
RR-RO-M-BA	26811	7436	3813	4529	Não Aplica	Não Aplica
RR-AA-MI	16301	3602	Não Aplica	Não Aplica	Não Aplica	703
RR-AA-SO	16301	3602	787	Não Aplica	Não Aplica	970
RR-AA-M	16301	3602	982	Não Aplica	Não Aplica	Não Aplica
RR-AA-MI-SO-M	16301	3602	2400	2394	Não Aplica	Não Aplica
RR-IR-M	10043	2236	740	Não Aplica	Não Aplica	Não Aplica
RR-MU-A	16137	62	713	Não Aplica	Não Aplica	859
RR-MU-M	16137	62	721	Não Aplica	Não Aplica	Não Aplica

4. Avaliação Econômica

Neste capítulo é desenvolvida a análise dos custos envolvidos na implementação dos diferentes sistemas de geração de energia considerados neste trabalho. Também são apresentadas informações gerais dos principais indicadores econômicos para a determinação da viabilidade do projeto, tais como: o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o período de recuperação do investimento.

4.1. Custos de geração

De acordo com as informações de diferentes autores [162-164], desenvolveu-se a Tabela 4.1 que mostra os custos de investimento por kW instalado das diferentes tecnologias de geração de energia a partir da biomassa: ciclo Rankine convencional, ciclo ORC, gaseificação e biodigestão.

Tabela 4.1 - Características típicas de tecnologias de geração elétrica com biomassa.

Conversão da Biomassa	Estágio de desenvolvimento	Tecnologia	Potência Típica kW	Custo (US\$/kW)	Referência
Combustão direta (Sem conversão)	Disponível comercialmente	Ciclo Rankine	500-1000	14336*	[162]
		Ciclo Rankine Orgânico	300-800	15176	[163]
			1000-2000	14146*	[164]
Biodigestão	Disponível comercialmente	Centrais de biogás, (o biodigestor e o motor de combustão interna)	50-1000	9632*	[164]
Gaseificação	Disponível comercialmente	Tecnologias de gaseificação	50 - 300	31640	[163]
			500-800	21504	[163]
			2000	25290*	[164]

* A inflação para cada um dos anos para o ajuste dos custos foram as seguintes 2005: 5,69%, 2006: 5,32%, 2007: 2,96%, 2008: 4,73%, 2009: 5,61%, 2010: 5,17%, 2011: 6,30%, 2012: 5,24%, 2013: 6,59%, 2014: 6,15%, 2015:10,67 e 2016:6,29%

A maioria destes trabalhos foram encontradas em outras moedas (Euros e Dólares Canadenses), portanto foi necessário fazer as conversões de moeda para o dólar, para isso foram utilizados dados disponibilizados pelo Banco Central do Brasil [165].

4.1.1. Indicadores econômicos

a. Valor presente líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL) é um indicador que mostra a viabilidade econômica do projeto durante seu período de vida útil. Este indicador é definido pelo valor atual dos benefícios recebidos, menos o valor dos custos do sistema. A Equação 4.1 é utilizada para o cálculo do VPL:

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{Bp - Cp}{(1 + r)^t} \quad (4.1)$$

Onde:

Bp = benefício do projeto (\$ durante o ano t).

Cp = custo do projeto (\$ durante o ano t).

r = taxa de desconto (juros).

t = Período.

n = vida útil do investimento (anos).

b. Taxa Interna de Retorno (TIR)

Para o cálculo do indicador da Taxa Interna de Retorno (TIR), primeiramente é preciso determinar o cálculo da taxa que faz que o VPL do fluxo de caixa das alternativas de investimento consideradas seja igualado a zero. A Equação 4.2 é utilizada para o cálculo da TIR:

$$TIR = \sum_{t=0}^n \frac{Bp - Cp}{(1 + r)^t} = 0 \quad (4.2)$$

Onde:

Bp = Benefício do projeto (\$ durante o ano t).

Cp = Custo do projeto (\$ no ano t).

r = Taxa de desconto (juros).

t = Período.

n = Vida útil do investimento (anos).

4.1.2. Custo de geração com usinas óleo diesel

Considerando as informações da Resolução Normativa N° 427, de 22 de Fevereiro de 2011, foram calculados os consumos de óleo diesel de acordo com as informações do Anexo III desta Normativa (Limites de Consumo Específico de Combustíveis Por Faixa de Potência e Tecnologia, a Vigorar a Partir 1° de Janeiro de 2014). Além disso, foram calculados os custos de operação e manutenção das usinas a óleo diesel, assim como, os custos de receita fixa que se encontram no Anexo IV desta Normativa (Referência Para o Custo de Geração de Usina Termelétrica). A Tabela 4.2 mostra os custos do combustível, custos de operação e manutenção e custos de receita fixa para os 30 municípios estudados neste trabalho (conforme mostrado na Figura 3.4).

Tabela 4.2 - Custos do combustível, custos de operação e manutenção e custos de receita fixa

Estado	Município	Custo de Combustível (US\$)	Custo de O&M (US\$)	Custo de Receita Fixa (US\$)	Custo Total (US\$)
Rondônia	Guajará-Mirim / RO	2.510.836,49	282.425,90	438.713,92	3.231.976,31
Tocantins	Nova Olinda / TO	895.659,14	87.578,34	98.978,56	1.082.216,04
	Palmas / TO	2.163.035,29	240.777,35	272.119,74	2.675.932,38
Acre	Jordão / AC	3.156.329,61	342.463,60	531.975,12	4.030.768,33
	Santa Rosa do Purus / AC	2.412.496,07	268.097,37	416.456,32	3.097.049,76
Amazonas	Atalaia do Norte / AM	2.409.240,66	289.826,99	450.210,62	3.149.278,27
	Barcelos / AM	1.429.082,86	150.982,40	234.532,60	1.814.597,86
	Barreirinha / AM	2.502.929,30	278.577,33	432.735,64	3.214.242,27
	Japurá / AM	498.224,02	53.287,90	82.776,21	634.288,13
	Juruá / AM	484.384,46	51.807,69	80.476,87	616.669,02
	Santo Antônio do Içá / AM	3.816.798,85	455.315,54	707.276,74	4.979.391,13
Para	Altamira / PA	253.564,67	23.683,51	36.789,43	314.037,61
	Aveiro / PA	1.449.084,43	184.731,40	286.957,53	1.920.773,36
	Bannach / PA	1.672.020,49	213.151,62	331.104,85	2.216.276,96
	Benevides / PA	350.471,56	37.893,62	58.863,08	447.228,26
	Chaves / PA	1.356.194,40	172.889,65	268.562,82	1.797.646,87
	Conceição do Araguaia / PA	1.226.148,36	156.311,19	242.810,22	1.625.269,77
	Melgaço / PA	1.672.020,49	213.151,62	331.104,85	2.216.276,96
	São Félix do Xingu / PA	1.053.109,30	120.785,92	187.626,08	1.361.521,30
Roraima	Alto Alegre / RR	1.560.975,02	173.944,41	199.515,27	1.934.434,70
	Amajari / RR	4.328.759,32	474.772,77	548.953,73	5.352.485,82
	Bonfim / RR	1.477.281,00	160.861,93	194.877,30	1.833.020,23
	Cantá / RR	2.745.672,74	324.910,81	380.606,39	3.451.189,94
	Caracará / RR	1.705.287,09	165.923,01	215.506,75	2.086.716,85
	Iracema / RR	939.344,99	107.965,49	122.022,30	1.169.332,78
	Mucajá / RR	32.041,15	2.960,44	4.598,68	39.600,27
	Normandia / RR	1.048.386,42	97.733,35	132.621,30	1.278.741,07
	Pacaraima / RR	1.539.846,89	169.053,30	195.824,55	1.904.724,74
	Rorainópolis / RR	3.241.189,12	358.788,69	422.277,57	4.022.255,38
	Uiramutã / RR	1.978.874,09	204.815,23	237.983,15	2.421.672,47

A Figura 4.1 mostra o somatório destes três custos: custo do combustível, custo de operação e manutenção e custos de receita fixa para os municípios estudados neste trabalho. Com estas informações será feito o cálculo para a determinação do custo de geração nos diferentes municípios e assim comparar contra o custo de geração dentro do sistema interligado de US\$ 71,08/MWh (R\$ 213/MWh) [23-25].

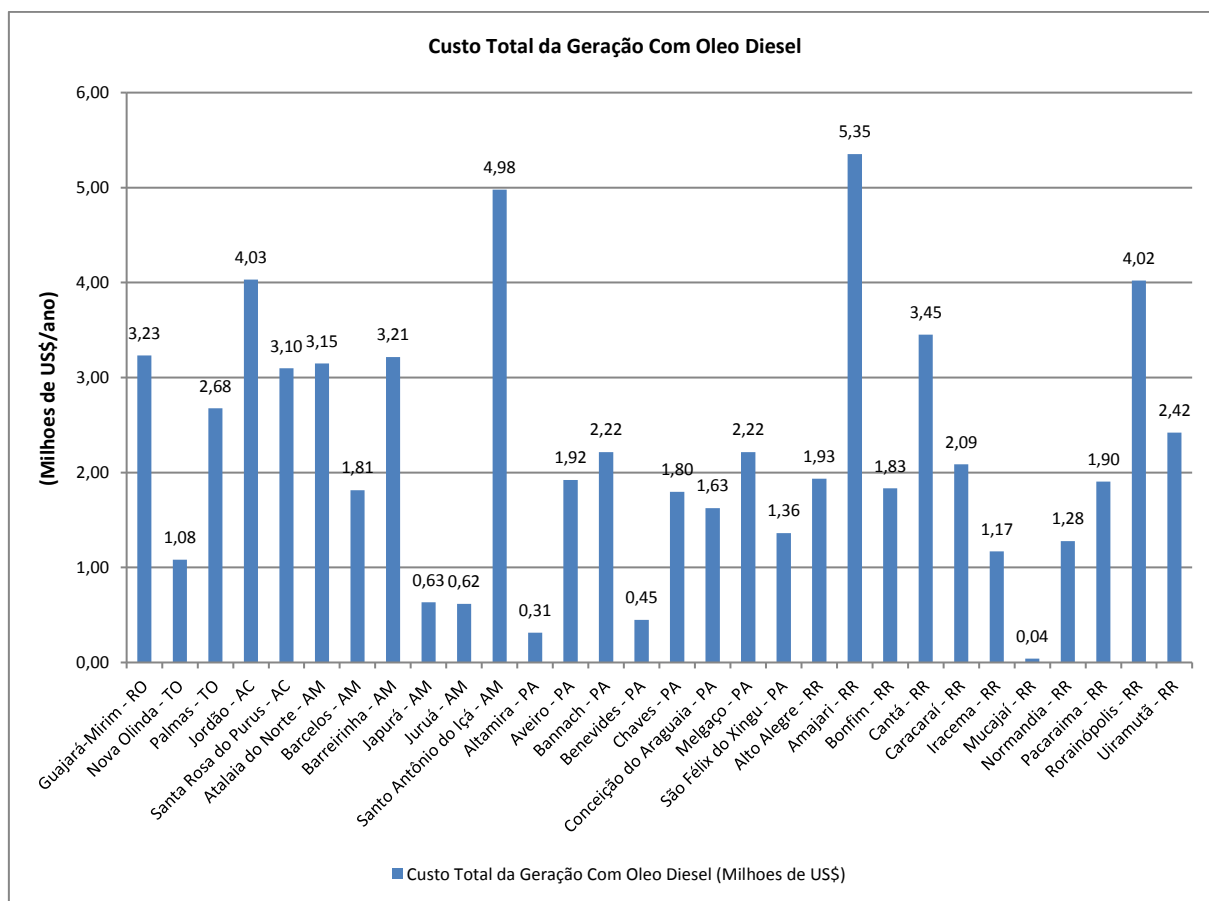


Figura 4.1 – Custo Total da Geração Com Óleo Diesel (Milhões de US\$/ano)

4.1.3. Custo das plantas de geração

De acordo com informações da literatura [166] tem-se que os custos de investimento do equipamento gerador são iguais ao 53% do custo total de investimento, Custos de Operação e Manutenção (O&M) são aproximadamente 4% do custo total de investimento, os custos de instalação dos equipamentos do sistema são iguais a 14% do custo de investimento, os custos das tubulações 7% do investimento, os custos de instrumentação e dos equipamentos de controle 4% do investimento, os custos de equipamentos elétricos e de materiais 7% do investimento e os custos de construções civis de 11% do investimento.

As informações para o cálculo dos custos dos diferentes sistemas de geração são mostrados na Tabela 4.3. Este custo foi considerado como sendo o custo total do sistema de geração, no qual se encontram inclusos os custos dos equipamentos principais (gerador), os custos dos equipamentos auxiliares (custo de instrumentação, equipamentos de controle, custo

de equipamentos elétricos e materiais), e os custos dos materiais (tubulações). Além disso, também são mostrados os custos de implementação (custos de construções e instalação) e os custos de operação e manutenção.

Tabela 4.3 – Custos de investimento, custos de operação e manutenção, custo de instalação e custo de construções civis

Tipo de Equipamento		Equipamento Principal	Materiais e implantação			Equipamentos Auxiliares		O&M	Custo Total da Investimento
Tecnologia	Potência	Custo de Investimento do equipamento gerador (US\$)	Custo de tubulações (US\$)	Custo de construções civis (US\$)	Custo de instalação (US\$)	Custo de instrumentação e equipamento de controle	Custo de equipamentos elétricos e materiais (US\$)	Custo de operação e manutenção (US\$)	Somatória de todos os custos do sistema de geração (US\$)
						(US\$)			
Ciclo Rankine	200	1.515.520	204.800	307.200	409.600	122.880	204.800	102.400	2.867.200
	300	2.273.280	307.200	460.800	614.400	184.320	307.200	153.600	4.300.800
	500	3.788.800	512.000	768.000	1.024.000	307.200	512.000	256.000	7.168.000
	750	5.683.200	768.000	1.152.000	1.536.000	460.800	768.000	384.000	10.752.000
	1000	7.577.600	1.024.000	1.536.000	2.048.000	614.400	1.024.000	512.000	14.336.000
	1250	9.472.000	1.280.000	1.920.000	2.560.000	768.000	1.280.000	640.000	17.920.000
	1500	11.366.400	1.536.000	2.304.000	3.072.000	921.600	1.536.000	768.000	21.504.000
Ciclo Rankine Orgânico	300	2.406.480	325.200	487.800	650.400	195.120	325.200	162.600	4.552.800
	400	3.208.640	433.600	650.400	867.200	260.160	433.600	216.800	6.070.400
	500	4.010.800	542.000	813.000	1.084.000	325.200	542.000	271.000	7.588.000
	600	4.812.960	650.400	975.600	1.300.800	390.240	650.400	325.200	9.105.600
	800	6.417.280	867.200	1.300.800	1.734.400	520.320	867.200	433.600	12.140.800
	1000	7.688.600	1.039.000	1.558.500	2.078.000	623.400	1.039.000	519.500	14.546.000
	1250	9.610.750	1.298.750	1.948.125	2.597.500	779.250	1.298.750	649.375	18.182.500
Biodigestão	100	509.120	68.800	103.200	137.600	41.280	68.800	34.400	963.200
	200	1.018.240	137.600	206.400	275.200	82.560	137.600	68.800	1.926.400
	300	1.527.360	206.400	309.600	412.800	123.840	206.400	103.200	2.889.600
	500	2.545.600	344.000	516.000	688.000	206.400	344.000	172.000	4.816.000
	800	4.072.960	550.400	825.600	1.100.800	330.240	550.400	275.200	7.705.600
	1000	5.091.200	688.000	1.032.000	1.376.000	412.800	688.000	344.000	9.632.000
	1250	6.364.000	860.000	1.290.000	1.720.000	516.000	860.000	430.000	12.040.000
	1500	7.636.800	1.032.000	1.548.000	2.064.000	619.200	1.032.000	516.000	14.448.000
Gaseificação	100	1.672.400	226.000	339.000	452.000	135.600	226.000	113.000	3.164.000
	200	3.344.800	452.000	678.000	904.000	271.200	452.000	226.000	6.328.000
	300	5.017.200	678.000	1.017.000	1.356.000	406.800	678.000	339.000	9.492.000
	500	5.683.200	768.000	1.152.000	1.536.000	460.800	768.000	384.000	10.752.000
	800	9.093.120	1.228.800	1.843.200	2.457.600	737.280	1.228.800	614.400	17.203.200
	1000	13.368.100	1.806.500	2.709.750	3.613.000	1.083.900	1.806.500	903.250	25.291.000
	1250	16.710.125	2.258.125	3.387.188	4.516.250	1.354.875	2.258.125	1.129.063	31.613.750
	1500	20.052.150	2.709.750	4.064.625	5.419.500	1.625.850	2.709.750	1.354.875	37.936.500

Levando em consideração as informações dos custos de investimento contidos na Tabela 4.3, para cada uma das diferentes plantas que poderiam ser implantadas, construiu-se a Figura 4.2, que mostra os custos totais de investimento das diferentes plantas a serem implementadas.

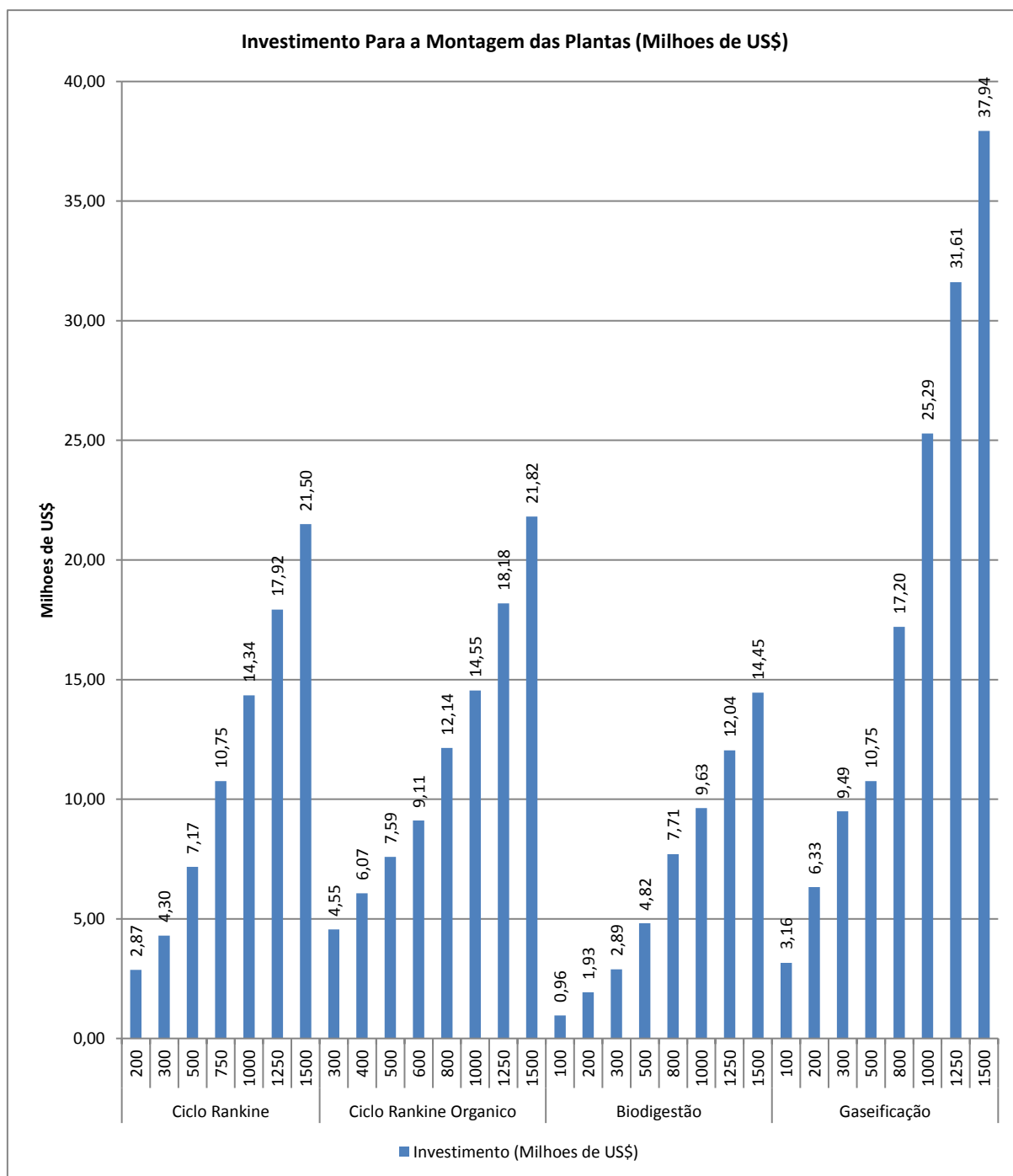


Figura 4.2 – Custo de investimento para a montagem das plantas (milhões de US\$)

Para o ciclo Rankine tem-se custos de investimento de 2,87 até 21,50 milhões de US\$ com faixas de potências de 200 kW até os 1500 kW. Para o ciclo ORC tem-se custos de investimento de 4,55 até 21,82 milhões de US\$ com faixas de potências de 300 kW até os 1500 kW. Para a biodigestão tem-se custos de investimento de 0,96 até 14,45 milhões de US\$ com faixas de potências de 100 kW até os 1500 kW. Para a gaseificação tem-se custos de investimento de 3,16 até 37,94 milhões de US\$ com faixas de potências de 200 kW até os 1500 kW.

4.1.4. Cálculo dos indicadores econômicos

Depois de fazer o cruzamento das Tabelas 3.7, 4.2 e 4.3, desenvolveu-se a Tabela 4.4, na qual é determinado o benefício (retorno) do projeto, tomando em conta o custo total do investimento, o custo de operação e manutenção e os custos de receita fixa. Além disso, calculou-se o fluxo de caixa, descontado os ingresos pela geração de energia dos três custos.

Portanto, conforme os cálculos realizados anteriormente determinou-se que os casos para o município de Mucajaí, no estado de Roraima, para a utilização dos resíduos de arroz e mandioca para o ciclo Rankine convencional, assim como os casos para a utilização dos resíduos de arroz para a gaseificação, e finalmente, para o município de Rorainópolis para a utilização dos resíduos de mandioca para a tecnologia do ciclo ORC contam com um fluxo de caixa líquido negativo. O fluxo de caixa negativo significa que a soma do custo de operação e manutenção dos sistemas de geração e o custo de investimento anualizado é maior que o benefício obtido pelo sistema considerado. Dos 65 casos inicialmente avaliados são retirados os quatro anteriormente mencionados deixando um total de 61 casos a serem avaliados. Dos 61 casos restantes têm-se cinco casos que não conseguem cobrir os custos de investimento ao longo dos 20 anos, ou seja, o valor do negócio é menor que o custo de investimento. Portanto, vão restar um total de 56 casos a serem avaliados. Para a análise econômica foi adotada uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 7,16%, de acordo com a Nota Técnica nº 89/2014-SRE/ANEEL. O resumo dos cálculos do VPL para os diferentes casos são mostrados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Custo de Investimento e VPL com TMA 7,16%

Tecnologias	Caso / Unidade	Custo Total da Investimento (US\$)	Valor Presente (US\$)	VPL (COM TMA) (US\$)
Ciclo Rankine	RO-GM-M	2.867.200,00	1.410.873,95	-629.010,32
	AC-JO-M	2.867.200,00	4.420.198,48	945.398,91
	TO-PA-MI	7.168.000,00	3.842.485,53	-1.407.567,77
	TO-PA-SO	10.752.000,00	12.887.525,18	1.615.654,67
	TO-PA-MI-SO	14.336.000,00	23.500.252,80	5.459.055,32
	PA-AL-M	2.867.200,00	629.763,60	-1.037.669,25
	PA-AL-BA	2.867.200,00	629.763,60	-1.037.669,25
	PA-AV-M	2.867.200,00	3.615.260,39	524.273,86
	PA-AV-BA-M	4.300.800,00	5.537.657,52	846.454,19
	PA-CA-MI	2.867.200,00	5.017.737,42	1.258.017,51
	PA-CA-AB	10.752.000,00	9.217.191,00	-304.579,57
	PA-SFX-BA	4.300.800,00	5.490.022,70	821.532,76
	PA-SFX-M	7.168.000,00	11.189.904,40	2.436.432,43
	PA-SFX-MI	7.168.000,00	11.189.904,40	2.436.432,43
	RR-AM-A	14.336.000,00	23.495.897,35	5.456.776,65
	RR-BO-A	10.752.000,00	14.330.858,60	2.370.773,45
	RR-CA-M	2.867.200,00	3.962.265,39	705.818,87
	RR-CA-A	7.168.000,00	4.956.450,38	-824.767,03
	RR-CA-M-A	7.168.000,00	14.064.272,12	3.940.235,36
	RR-NO-A	7.168.000,00	10.634.395,40	2.145.802,92
	RR-RO-M	2.867.200,00	5.928.288,78	1.734.396,99
	RR-RO-BA	7.168.000,00	9.516.576,48	1.560.985,83
	RR-RO-M-BA	10.752.000,00	18.483.490,81	4.543.334,90
	RR-AA-SO	2.867.200,00	2.663.831,36	26.508,11
	RR-AA-M	2.867.200,00	4.548.218,54	1.012.376,05
	RR-AA-MI-SO-M	7.168.000,00	10.831.253,47	2.248.794,53
	RR-IR-M	2.867.200,00	2.018.868,20	-310.921,74
Ciclo Rankine Orgânico	TO-PA-MI	6.070.400,00	5.680.371,48	77.332,78
	TO-PA-SO	12.140.800,00	16.387.022,82	2.784.299,32
	TO-PA-MI-SO	14.546.000,00	23.140.252,80	5.170.578,78
	PA-AV-BA-M	4.552.800,00	3.321.667,02	-433.060,36
	PA-CA-MI	4.552.800,00	922.192,28	-1.688.410,24
	PA-CA-AB	9.105.600,00	12.039.591,00	1.957.076,53
	PA-SFX-BA	4.552.800,00	3.280.614,47	-454.538,11
	PA-SFX-M	7.588.000,00	10.469.904,40	1.859.479,34
	PA-SFX-MI	7.588.000,00	10.469.904,40	1.859.479,34
	RR-AM-A	18.182.500,00	29.337.888,18	6.679.071,73
	RR-BO-A	9.105.600,00	17.153.258,60	4.632.429,54
	RR-CA-A	6.070.400,00	6.791.317,45	658.554,10
	RR-CA-M-A	6.070.400,00	1.882.180,27	-1.909.793,31
	RR-NO-A	18.182.500,00	40.829.556,20	12.691.247,55
Biodigestão	RR-RO-BA	6.070.400,00	11.339.085,48	3.037.841,51
	RR-RO-M-BA	12.140.800,00	23.033.641,14	6.261.656,82
	RR-AA-MI-SO-M	6.070.400,00	12.650.199,67	3.723.786,23
	PA-AL-BA	963.200,00	3.893.763,60	1.577.851,40
Gaseificação	PA-CA-AB	7.705.600,00	14.439.591,00	3.880.253,48
	PA-SFX-BA	2.889.600,00	8.400.348,66	3.017.040,90
	RR-RO-BA	4.816.000,00	16.660.702,12	6.420.115,50
	TO-PA-MI	10.752.000,00	4.590.734,54	-2.725.034,94
	TO-PA-SO	25.291.000,00	1.818.818,75	-11.107.767,72
	TO-PA-MI-SO	25.291.000,00	4.720.252,80	-9.589.804,31
	PA-SFX-MI	10.752.000,00	5.045.904,40	-2.486.900,57
	RR-AM-A	31.613.750,00	9.552.516,05	-10.076.508,50
Resultados	RR-BO-A	17.203.200,00	3.271.658,60	-6.491.225,93
	RR-CA-A	10.752.000,00	5.713.346,06	-2.137.710,47
	RR-NO-A	10.752.000,00	4.490.395,40	-2.777.530,07
	Casos Viáveis	Total		37
	Casos Inviáveis			19

Para a análise econômica com a TMA escolhida (7,16%) pode-se observar de maneira gráfica, na Figura 4.3, o VPL para os diferentes casos do ciclo Rankine.

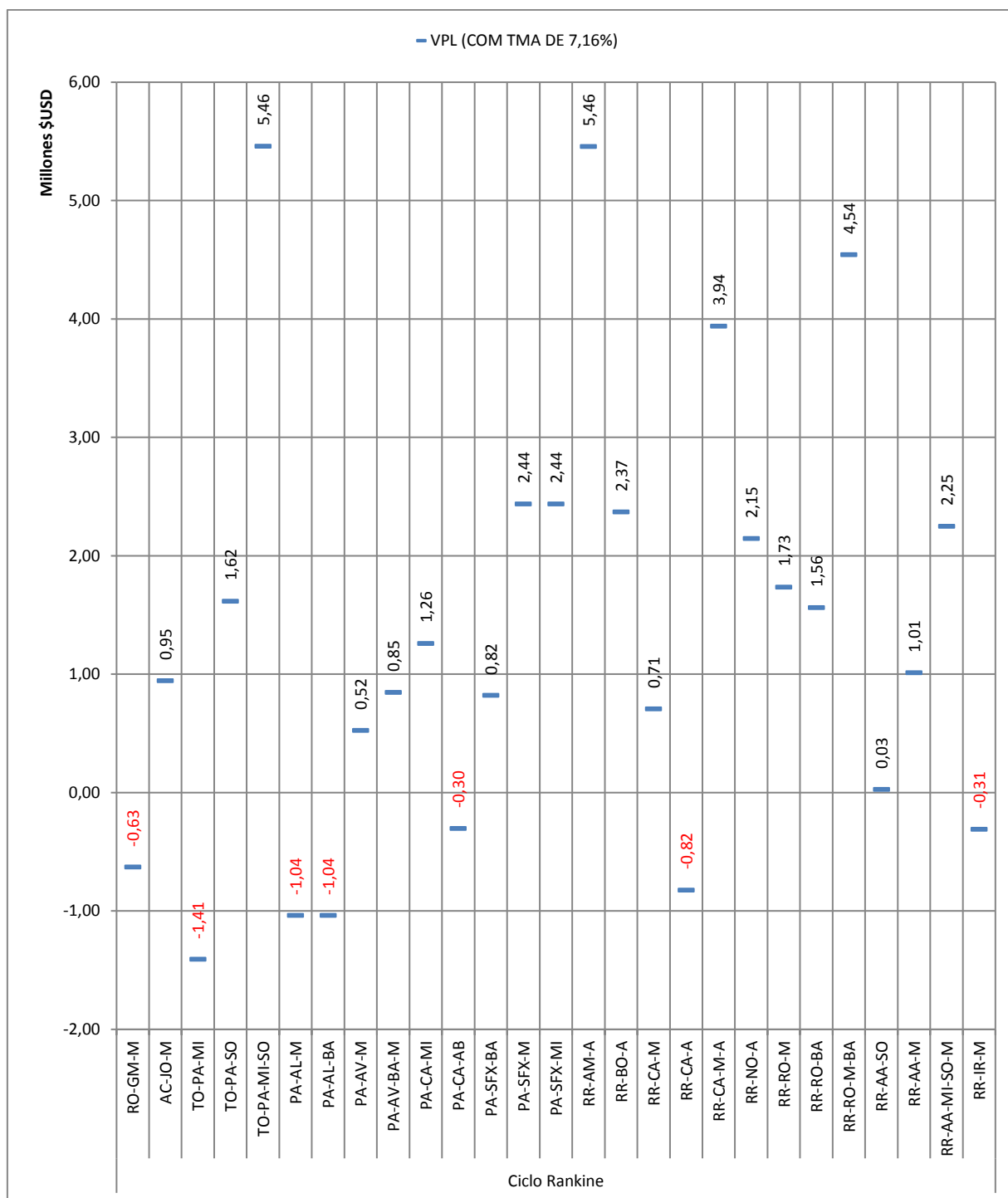


Figura 4.3 – VPL com uma TMA de 7,16% para o ciclo Rankine convencional.

Na Figura 4.3 é observa-se que existem 7 casos economicamente inviáveis para a tecnologia de ciclo Rankine convencional. Além disso, pode-se observar através da Figura 4.4 o VPL calculado para os diferentes casos do ciclo ORC , da biodigestão anaeróbia e da gaseificação da biomassa.

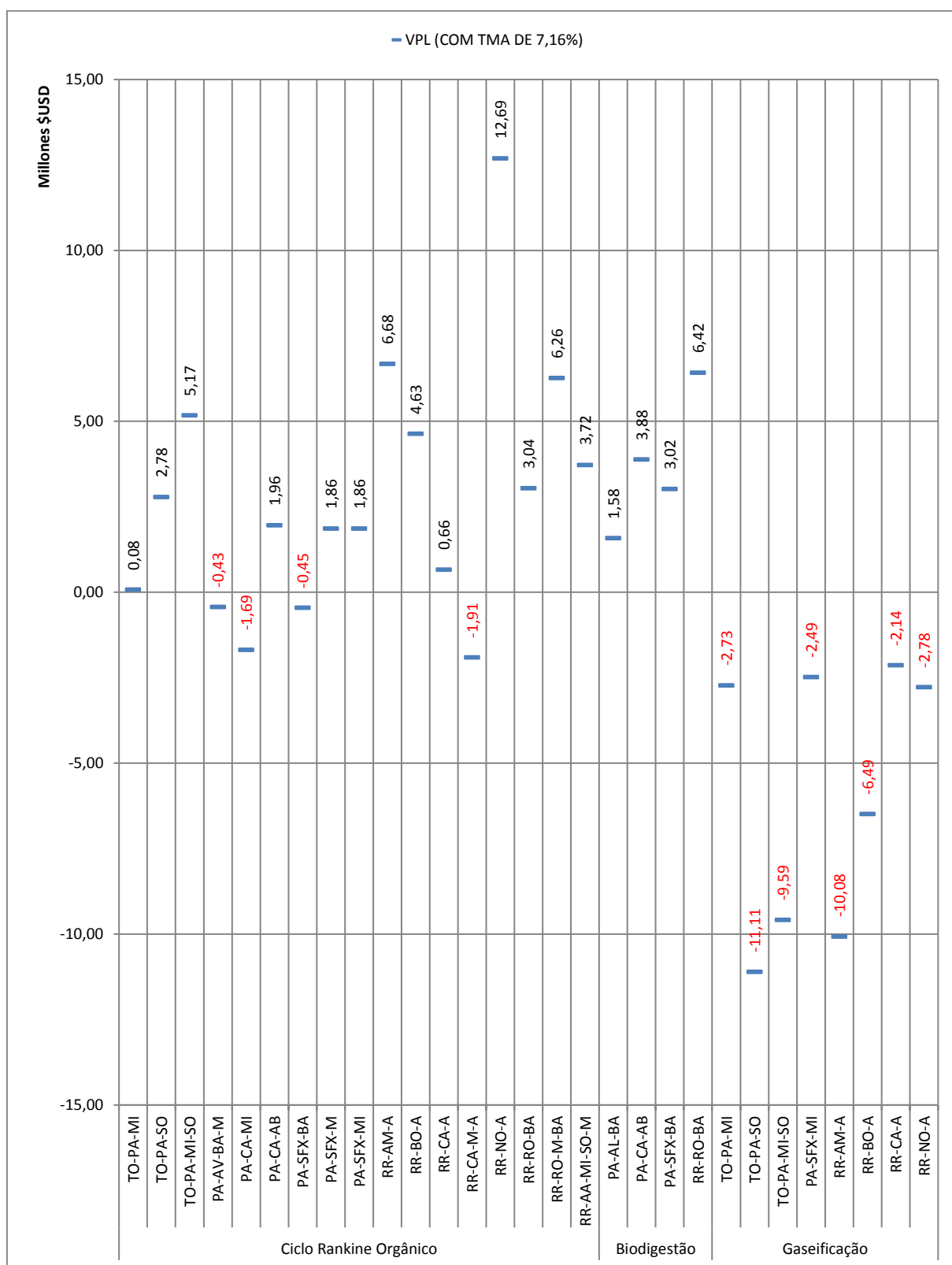


Figura 4.4 – VPL com uma TMA de 7,16% para o ciclo ORC, para a biodigestão anaeróbia e para a gaseificação da biomassa.

Na Figura 4.4 mostra-se que existem 4 casos economicamente inviáveis para a tecnologia do ciclo ORC e 8 casos economicamente inviáveis para a tecnologia de gaseificação.

A sub-rogação ou pagamento compulsório da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) foi instituída por meio da Lei nº 5.899/1973, que é regulada e fiscalizada pela ANEEL e cobrada dos consumidores que fazem parte do SIN. O pagamento da CCC consiste no ressarcimento ou compensação para o empreendedor pelo investimento realizado, visando a geração de energia com um menor custo e com um caráter renovável. Além disso, ela também é utilizada para prover recursos visando a interligação do sistema elétrico isolado ao sistema interligado nacional.

A CCC disciplinou o rateio dos custos de aquisição dos combustíveis fósseis entre todas as concessionárias do país, a fim de garantir os recursos financeiros para o suprimento de energia elétrica aos consumidores de comunidades isoladas do sistema interligado, bem como para a geração termelétrica que atende a demanda de ponta do sistema interligado. Esse benefício é concedido pela ANEEL a titulares de concessão ou autorização de empreendimentos que substituam derivados de petróleo, ou que permitam a redução do dispêndio atual ou futuro da CCC nos sistemas isolados.

Com a finalidade de se acrescentar ao estudo o pagamento da tarifa da CCC foram avaliados 61 casos distintos. Com o apoio do governo no investimento por meio do estabelecimento das regras para o planejamento, formação, processamento e gerenciamento da CCC, conforme expresso na Resolução Normativa Nº 427, de 22 de Fevereiro de 2011 da ANEEL, a qual estabelece que para a implementação neste tipo de instalações o governo poderia fazer o reembolso do custo de investimento em até o 75%. Para o estudo foi assumido um custo de investimento de 70% para a sub-rogação dos cálculos de investimento.

Para a análise econômica considerando a sub-rogação com a TMA assumida neste trabalho, ou seja, com um valor de TMA igual a 7,16%. O resumo dos cálculos do VPL para os diferentes casos encontra-se mostrado na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Custo de investimento e VPL com uma TMA de 7,16% com sub-rogação do investimento à CCC

Tecnologias	Caso	Investimento	Valor Presente	TMA=7,16%
Ciclo Rankine	RO-GM-M	860.160,00	3.417.913,95	1.378.029,68
	AC-JO-M	860.160,00	6.427.238,48	2.952.438,91
	TO-PA-MI	2.150.400,00	8.860.085,53	3.610.032,23
	TO-PA-SO	3.225.600,00	20.413.925,18	9.142.054,67
	TO-PA-MI-SO	4.300.800,00	33.535.452,80	15.494.255,32
	PA-AL-M	860.160,00	2.636.803,60	969.370,75
	PA-AL-BA	860.160,00	2.636.803,60	969.370,75
	PA-AV-M	860.160,00	5.622.300,39	2.531.313,86
	PA-AV-BA-M	1.290.240,00	8.548.217,52	3.857.014,19
	PA-CA-MI	860.160,00	7.024.777,42	3.265.057,51
	PA-CA-AB	3.225.600,00	16.743.591,00	7.221.820,43
	PA-SFX-BA	1.290.240,00	8.500.582,70	3.832.092,76
	PA-SFX-M	2.150.400,00	16.207.504,40	7.454.032,43
	PA-SFX-MI	2.150.400,00	16.207.504,40	7.454.032,43
	RR-AM-A	4.300.800,00	33.531.097,35	15.491.976,65
	RR-BO-A	3.225.600,00	21.857.258,60	9.897.173,45
	RR-CA-M	860.160,00	5.969.305,39	2.712.858,87
	RR-CA-A	2.150.400,00	9.974.050,38	4.192.832,97
	RR-CA-M-A	2.150.400,00	19.081.872,12	8.957.835,36
	RR-NO-A	2.150.400,00	15.651.995,40	7.163.402,92
	RR-RO-M	860.160,00	7.935.328,78	3.741.436,99
	RR-RO-BA	2.150.400,00	14.534.176,48	6.578.585,83
	RR-RO-M-BA	3.225.600,00	26.009.890,81	12.069.734,90
	RR-AA-SO	860.160,00	4.670.871,36	2.033.548,11
	RR-AA-M	860.160,00	6.555.258,54	3.019.416,05
	RR-AA-MI-SO-M	2.150.400,00	15.848.853,47	7.266.394,53
	RR-IR-M	860.160,00	4.025.908,20	1.696.118,26
Ciclo Rankine Orgânico	TO-PA-MI	1.821.120,00	9.929.651,48	4.326.612,78
	TO-PA-SO	3.642.240,00	24.885.582,82	11.282.859,32
	TO-PA-MI-SO	4.363.800,00	33.322.452,80	15.352.778,78
	PA-AL-M	1.365.840,00	927.123,60	-166.214,30
	PA-AL-BA	1.365.840,00	927.123,60	-166.214,30
	PA-AV-BA-M	1.365.840,00	6.508.627,02	2.753.899,64
	PA-CA-MI	1.365.840,00	4.109.152,28	1.498.549,76
	PA-CA-AB	2.731.680,00	18.413.511,00	8.330.996,53
	PA-SFX-BA	1.365.840,00	6.467.574,47	2.732.421,89
	PA-SFX-M	2.276.400,00	15.781.504,40	7.171.079,34
	PA-SFX-MI	2.276.400,00	15.781.504,40	7.171.079,34
	RR-AM-A	5.454.750,00	42.065.638,18	19.406.821,73
	RR-BO-A	2.731.680,00	23.527.178,60	11.006.349,54
	RR-CA-A	1.821.120,00	11.040.597,45	4.907.834,10
	RR-CA-M-A	1.821.120,00	6.131.460,27	2.339.486,69
	RR-NO-A	5.454.750,00	53.557.306,20	25.418.997,55
Biodigestão	RR-RO-BA	1.821.120,00	15.588.365,48	7.287.121,51
	RR-RO-M-BA	3.642.240,00	31.532.201,14	14.760.216,82
	RR-AA-MI-SO-M	1.821.120,00	16.899.479,67	7.973.066,23
	PA-AL-BA	288.960,00	4.568.003,60	2.252.091,40
Gaseificação	PA-CA-AB	2.311.680,00	19.833.511,00	9.274.173,48
	PA-SFX-BA	866.880,00	10.423.068,66	5.039.760,90
	RR-RO-BA	1.444.800,00	20.031.902,12	9.791.315,50
	TO-PA-MI	3.225.600,00	12.117.134,54	4.801.365,06
	TO-PA-SO	7.587.300,00	19.522.518,75	6.595.932,28
	TO-PA-MI-SO	7.587.300,00	22.423.952,80	8.113.895,69
	PA-CA-MI	2.847.600,00	3.536.533,93	492.431,72
	PA-SFX-MI	3.225.600,00	12.572.304,40	5.039.499,43
	RR-AM-A	9.484.125,00	31.682.141,05	12.053.116,50
	RR-BO-A	5.160.960,00	15.313.898,60	5.551.014,07
	RR-CA-A	3.225.600,00	13.239.746,06	5.388.689,53
	RR-NO-A	3.225.600,00	12.016.795,40	4.748.869,93
Resultados	Casos viáveis	Total		58
	Casos inviáveis			3

Na Figura 4.5 é possível observar o VPL para os diferentes casos do ciclo rankine considerando a análise econômica com sub-rogação y TMA de 7,16%.

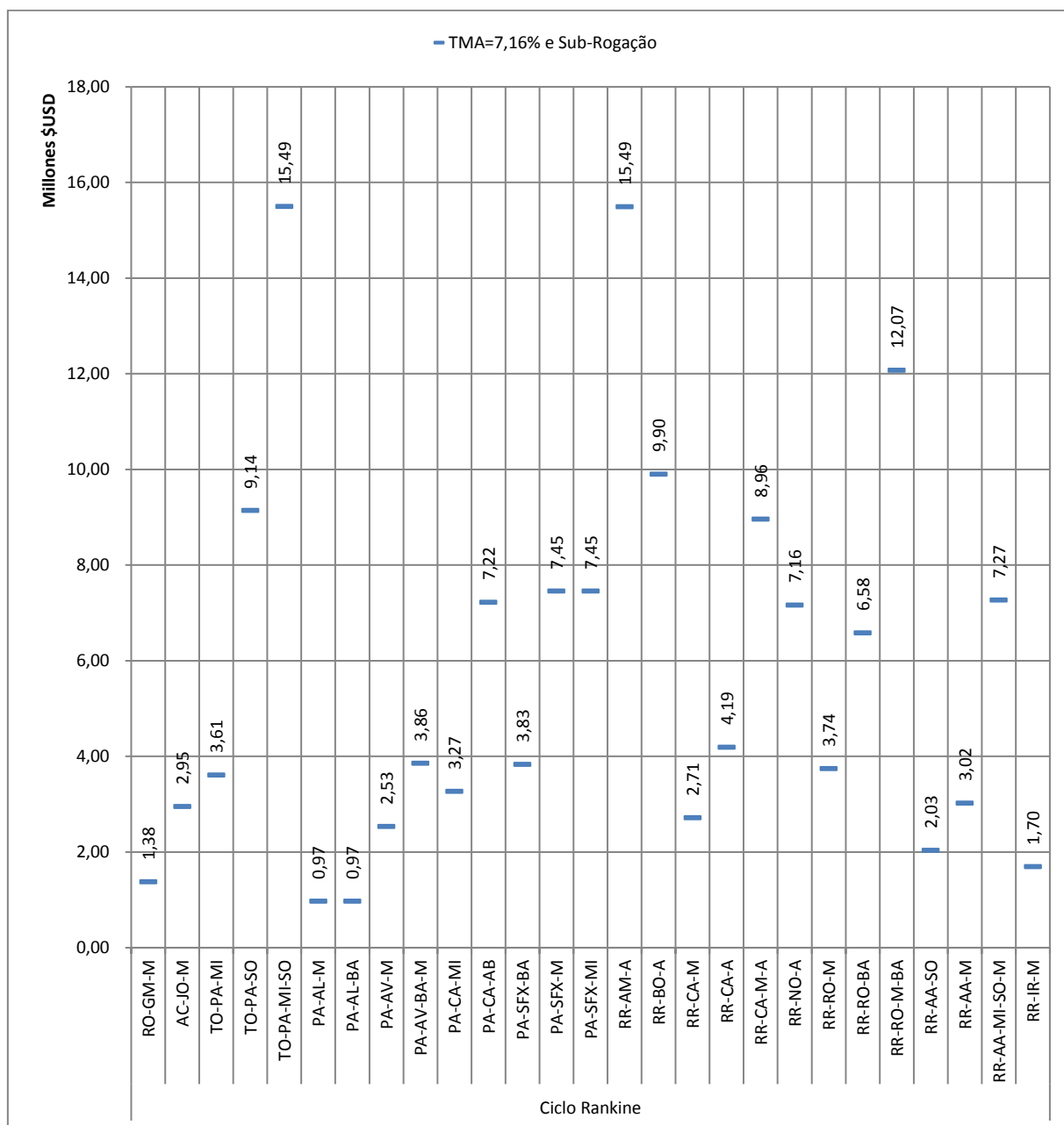


Figura 4.5 – VPL com sub-rogção do investimento à CCC, com uma TMA de 7,16% para o ciclo Rankine convencional dos casos analisados

Portanto, conforme mostrado na Figura 4.5 pode-se observar que os 27 casos são economicamente viáveis para a aplicação da tecnologia do ciclo Rankine para a utilização de resíduos. Da mesma forma, na Figura 4.6 mostra-se o VPL dos diferentes casos, para a utilização de resíduos para o acionamento das tecnologias do ciclo ORC, da biodigestão anaeróbia e da gaseificação, considerando a sub-rogção do investimento.

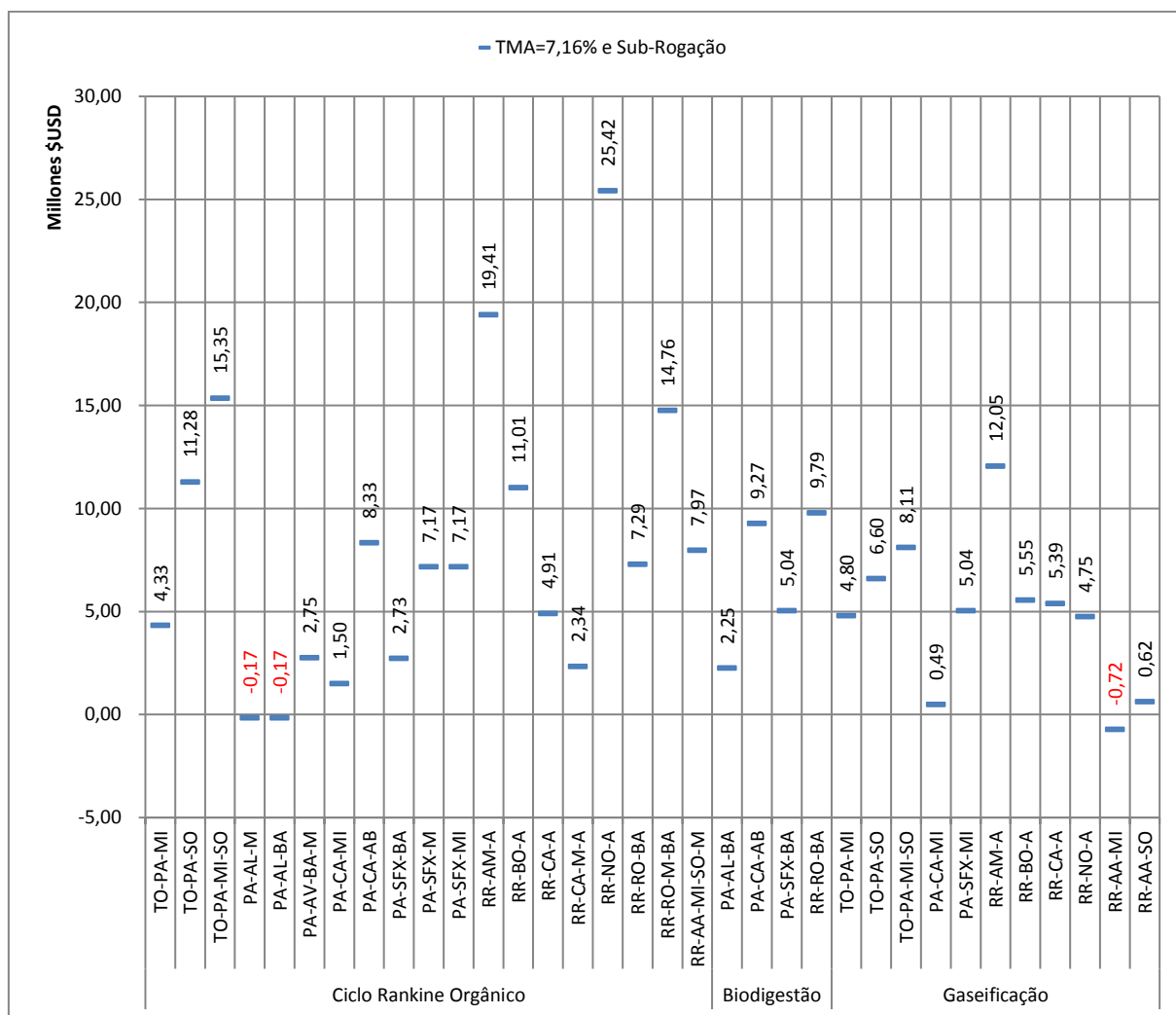


Figura 4.6 – VPL com sub-rogção do investimento À CCC com uma TMA de 7,16% para o ciclo ORC, biodigestãop aneróbia e gaseificação

Portanto conforme mostrado na Figura 4.6 pode-se observar que existem 2 casos economicamente inviáveis para a tecnologia de ciclo ORC e apenas 1 caso economicamente inviável para a tecnologia de gaseificação

4.1.5. Análise de sensibilidade

Para alguns autores [155,156] uma TMA de 7,16% é considerada muito otimista. Dessa forma, com o objetivo de se realizar uma avaliação dos casos analisados em alguns cenários mais realistas variou-se o valor da TMA. Para o desenvolvimento desta análise de sensibilidade

foi realizada a análise econômica com a variação da TMA para valores de 12% e 15%. Os resumos dos cálculos do VPL para os diferentes casos encontram-se mostrados na Tabela 4.6

Tabela 4.6 – Custo de investimento e VPL para valores da TMA iguais a 12% e 15%

Tecnologias	Caso / Unidade	Custo Total da Investimento (US\$)	TMA=12%	TMA=15%
Ciclo Rankine	RO-GM-M	2.867.200,00	-1.269.458,39	-1.528.305,85
	AC-JO-M	2.867.200,00	-145.559,40	-586.487,87
	TO-PA-MI	7.168.000,00	-3.055.889,95	-3.722.086,07
	TO-PA-SO	10.752.000,00	-1.923.294,97	-3.353.618,80
	TO-PA-MI-SO	14.336.000,00	-205.212,14	-2.494.517,60
	PA-AL-M	2.867.200,00	-1.561.181,38	-1.772.767,28
	PA-AL-BA	2.867.200,00	-1.561.181,38	-1.772.767,28
	PA-AV-M	2.867.200,00	-446.181,38	-838.406,58
	PA-AV-BA-M	4.300.800,00	-626.409,81	-1.221.691,66
	PA-CA-MI	2.867.200,00	77.604,78	-399.478,15
	PA-CA-AB	10.752.000,00	-3.294.062,68	-4.502.310,71
	PA-SFX-BA	4.300.800,00	-644.200,09	-1.236.599,77
	PA-SFX-M	7.168.000,00	-311.833,40	-1.422.589,56
	PA-SFX-MI	7.168.000,00	-311.833,40	-1.422.589,56
	RR-AM-A	14.336.000,00	-206.838,78	-2.495.880,71
	RR-BO-A	10.752.000,00	-1.384.250,09	-2.901.903,69
	RR-CA-M	2.867.200,00	-316.584,66	-729.805,62
	RR-CA-A	7.168.000,00	-2.639.855,07	-3.373.452,31
	RR-CA-M-A	7.168.000,00	761.662,98	-523.008,54
	RR-NO-A	7.168.000,00	-519.300,56	-1.596.445,31
Ciclo Rankine Orgânico	RR-RO-M	2.867.200,00	417.670,38	-114.506,01
	RR-RO-BA	7.168.000,00	-936.774,83	-1.946.285,27
	RR-RO-M-BA	10.752.000,00	166.642,52	-1.602.268,61
	RR-AA-SO	2.867.200,00	-801.513,65	-1.136.172,07
	RR-AA-M	2.867.200,00	-97.747,47	-546.421,87
	RR-AA-MI-SO-M	7.168.000,00	-445.779,55	-1.534.835,31
	RR-IR-M	2.867.200,00	-1.042.389,45	-1.338.023,98
	TO-PA-MI	6.070.400,00	-1.681.813,74	-2.392.801,31
	TO-PA-SO	12.140.800,00	-1.486.451,79	-3.212.545,04
	TO-PA-MI-SO	14.546.000,00	-471.232,96	-2.751.462,59
	PA-AV-BA-M	4.552.800,00	-1.611.905,62	-2.088.355,04
	PA-CA-MI	4.552.800,00	-2.508.042,69	-2.839.310,42
	PA-CA-AB	9.105.600,00	-1.208.459,39	-2.487.862,02
	PA-SFX-BA	4.552.800,00	-1.627.237,61	-2.101.203,11
	PA-SFX-M	7.588.000,00	-843.875,06	-1.936.479,53
	PA-SFX-MI	7.588.000,00	-843.875,06	-1.936.479,53
Biodigestão	RR-AM-A	18.182.500,00	-434.956,97	-3.310.206,93
	RR-BO-A	9.105.600,00	701.353,20	-887.455,00
	RR-CA-A	6.070.400,00	-1.266.906,33	-2.045.112,36
	RR-CA-M-A	6.070.400,00	-3.100.332,50	-3.581.508,20
Gaseificação	RR-NO-A	18.182.500,00	3.856.861,35	286.301,04
	RR-RO-BA	6.070.400,00	431.558,52	-621.812,98
	RR-RO-M-BA	12.140.800,00	995.875,26	-1.132.375,67
	RR-AA-MI-SO-M	6.070.400,00	921.223,19	-211.478,06
	PA-AL-BA	963.200,00	850.740,79	556.867,26
	PA-CA-AB	7.705.600,00	565.012,79	-774.895,45
	PA-SFX-BA	2.889.600,00	1.326.881,75	643.776,55
	RR-RO-BA	4.816.000,00	3.204.950,79	1.905.489,88
Resultados	TO-PA-MI	10.752.000,00	-5.021.915,46	-5.950.236,94
	TO-PA-SO	25.291.000,00	-15.166.236,86	-16.806.532,91
	TO-PA-MI-SO	25.291.000,00	-14.082.631,96	-15.898.481,04
	PA-SFX-MI	10.752.000,00	-4.851.922,19	-5.807.783,99
	RR-AM-A	31.613.750,00	-16.239.294,83	-18.730.084,76
	RR-BO-A	17.203.200,00	-9.556.409,90	-10.795.253,66
	RR-CA-A	10.752.000,00	-4.602.651,29	-5.598.897,06
	RR-NO-A	10.752.000,00	-5.059.389,34	-5.981.639,74
	Casos Viáveis	Total	13	4
	Casos Inviáveis		43	52

Na Figura 4.7 são mostrados os valores do VPL do ciclo Rankine convencional para os diferentes casos analisados considerando uma TMA de 12%.

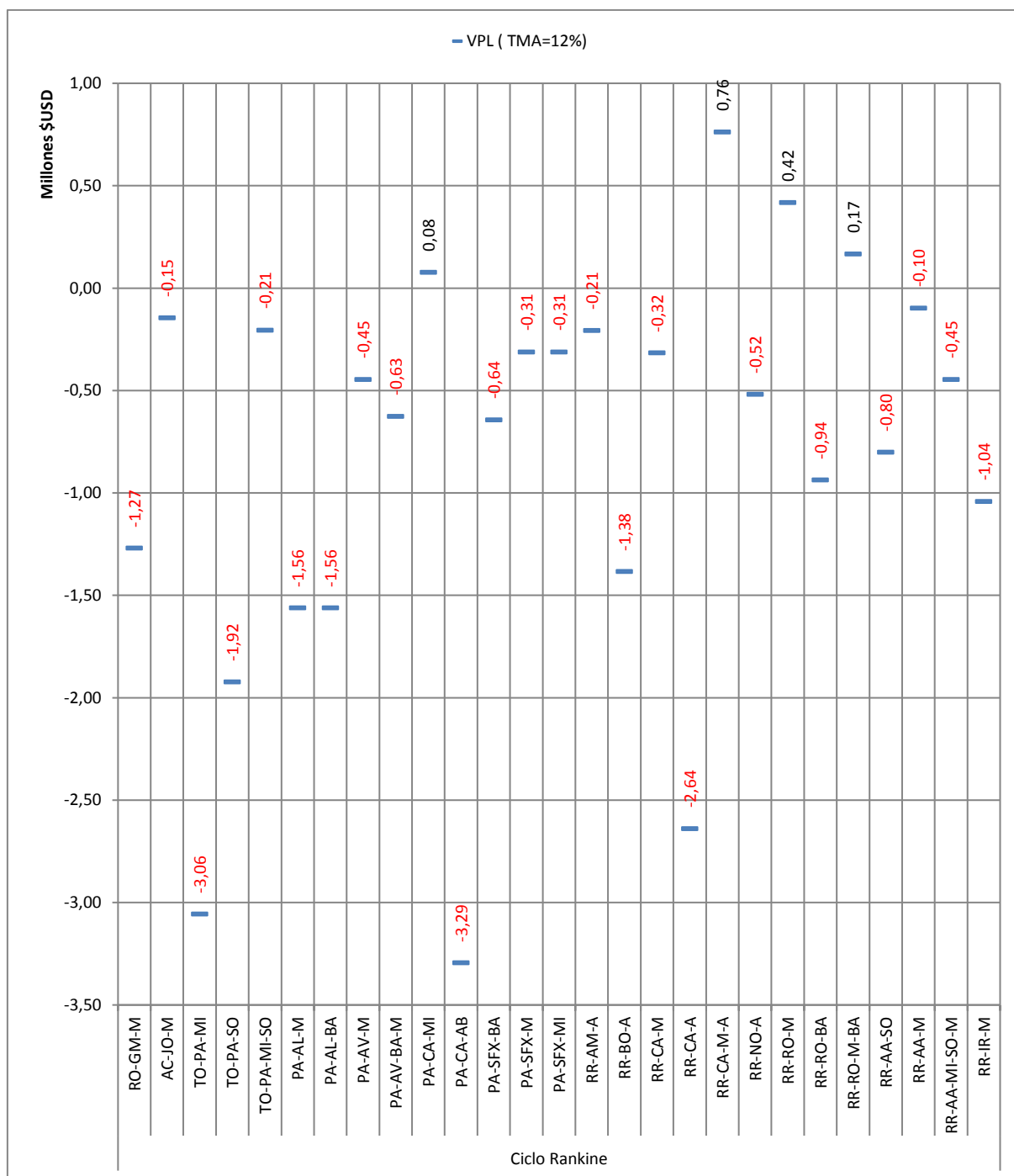


Figura 4.7 – VPL dos diferentes casos analisados para o ciclo Rankine com valor da TMA igual a 12%.

Na Figura 4.7 pode-se observar que existem 23 casos economicamente inviáveis para a tecnologia de ciclo Rankine. Além disso, na Figura 4.8 mostra-se o VPL para os diferentes casos analisados para as tecnologias de ciclo ORC, biodigestão anaeróbia e gaseificação, considerando uma TMA igual a 12%.

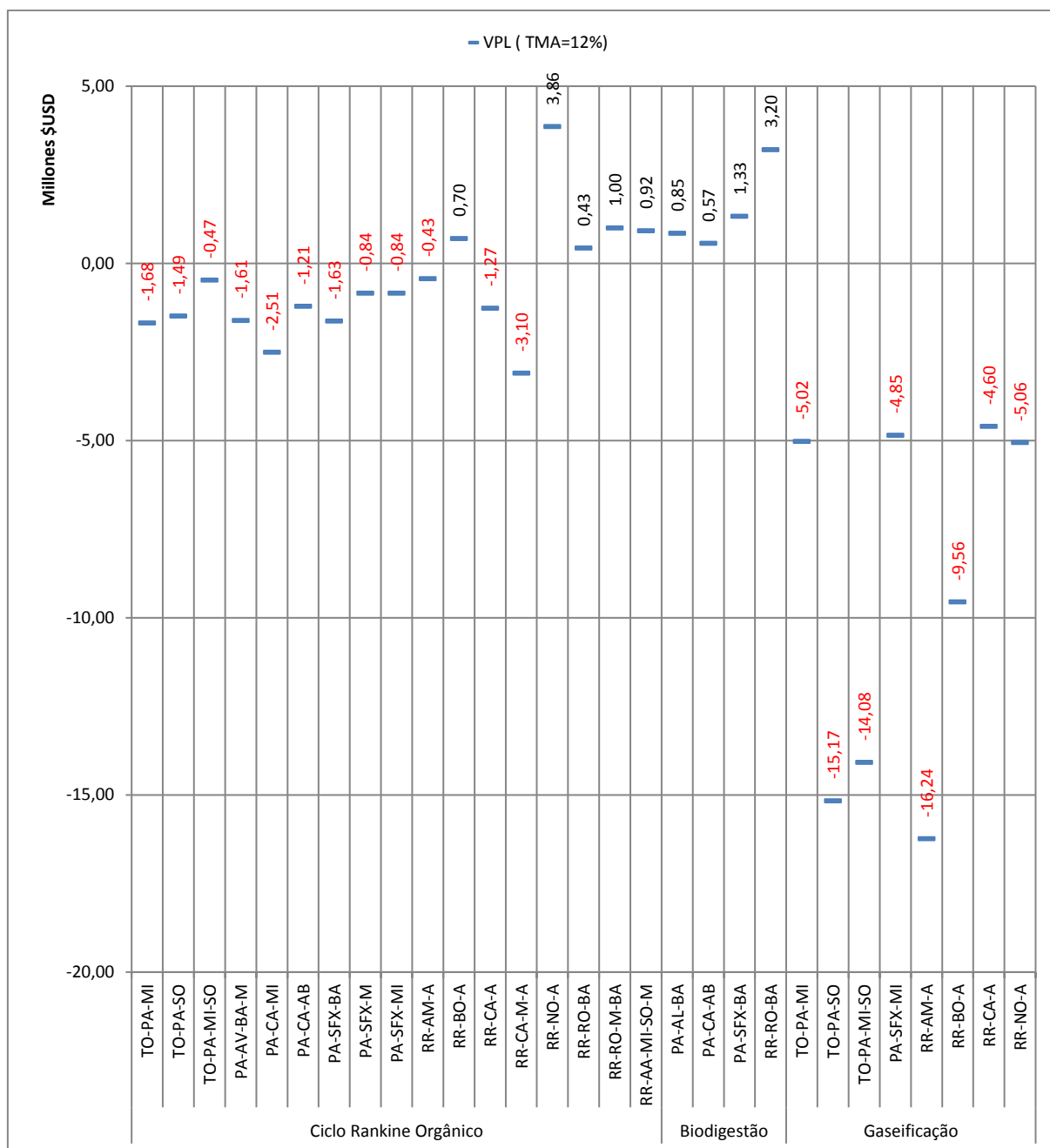


Figura 4.8 – VPL com TMA de 12% para o ciclo ORC, biodigestão e gaseificação

Na Figura 4.8 é possível observar que existem 12 casos economicamente inviáveis para a tecnologia de ciclo ORC e 8 casos economicamente inviáveis para a tecnologia de gaseificação.

Para análise econômica com a TMA escolhida (15%) pode-se observar, de maneira gráfica, na Figura 4.9 o VPL para os diferentes casos do Ciclo Rankine.

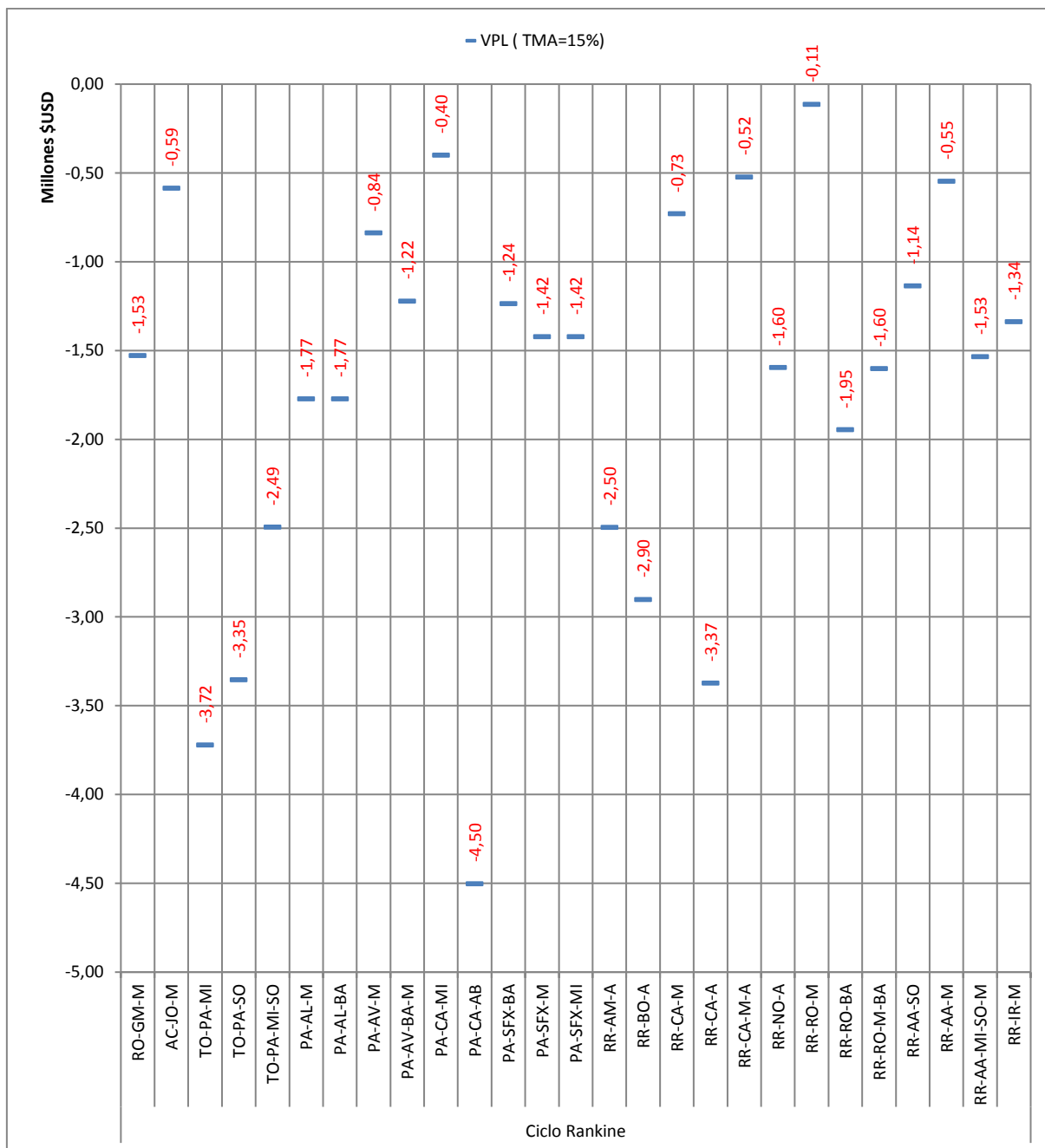


Figura 4.9 – VPL para uma TMA de 15% para o ciclo Rankine convencional.

Conforme mostrado na Figura 4.9, quando o valor da TMA é igual a 15%, o valor do VPL é negativo para todos os casos analisados, portanto, é possível afirmar que todos os 27 casos são economicamente inviáveis para a tecnologia de ciclo Rankine convencional. Além disso, a Figura 4.10 mostra o VPL para os diferentes casos analisados para a utilização da

tecnologia do ciclo ORC, da biodigestão anaeróbia e da gaseificação, considerando um valor da TMA igual a 15%.

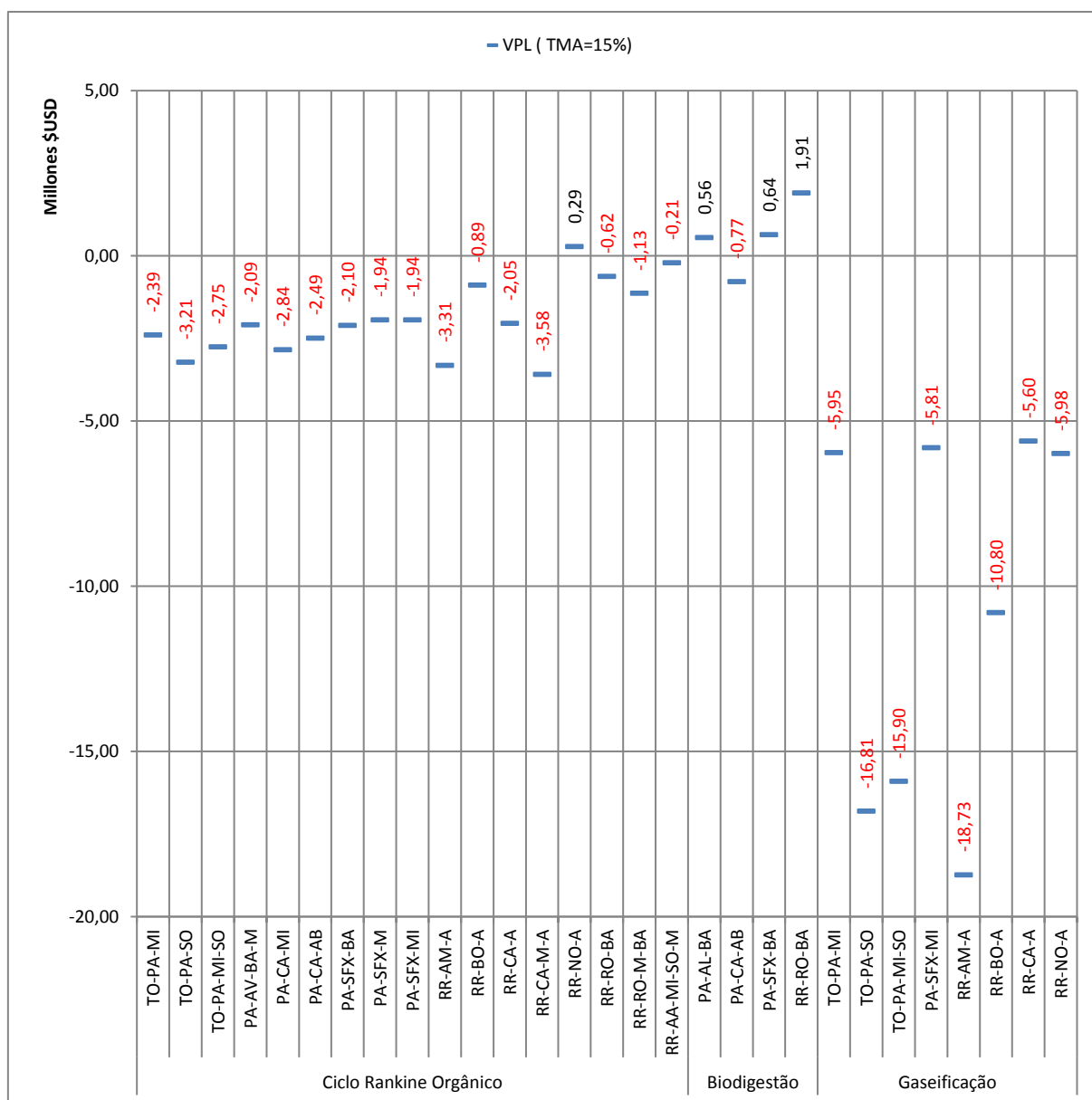


Figura 4.10 – VPL para uma TMA de 15% para o ciclo ORC, biodigestão e gaseificação

Através da Figura 4.10 é possível observar que existem 16 casos inviáveis economicamente para a tecnologia de ciclo ORC, 1 caso inviável economicamente para a tecnologia de biodigestão e 8 casos inviáveis economicamente para a tecnologia de gaseificação.

A Tabela 4.7 mostra os valores calculados do VPL e o custo de investimento para a análise econômica levando em consideração a sub-rogação do investimento, para valores da TMA iguais a 12% e 15%.

Tabela 4.7 – Custo de investimento e VPL para valores da TMA iguais a 12% e 15% com sub-rogação do investimento à CCC

Tecnologias	Caso	Investimento	Valor Presente	TMA=12%	TMA=15%
Ciclo Rankine	RO-GM-M	860.160,00	3.417.913,95	737.581,61	478.734,15
	AC-JO-M	860.160,00	6.427.238,48	1.861.480,60	1.420.552,13
	TO-PA-MI	2.150.400,00	8.860.085,53	1.961.710,05	1.295.513,93
	TO-PA-SO	3.225.600,00	20.413.925,18	5.603.105,03	4.172.781,20
	TO-PA-MI-SO	4.300.800,00	33.535.452,80	9.829.987,86	7.540.682,40
	PA-AL-M	860.160,00	2.636.803,60	445.858,62	234.272,72
	PA-AL-BA	860.160,00	2.636.803,60	445.858,62	234.272,72
	PA-AV-M	860.160,00	5.622.300,39	1.560.858,62	1.168.633,42
	PA-AV-BA-M	1.290.240,00	8.548.217,52	2.384.150,19	1.788.868,34
	PA-CA-MI	860.160,00	7.024.777,42	2.084.644,78	1.607.561,85
	PA-CA-AB	3.225.600,00	16.743.591,00	4.232.337,32	3.024.089,29
	PA-SFX-BA	1.290.240,00	8.500.582,70	2.366.359,91	1.773.960,23
	PA-SFX-M	2.150.400,00	16.207.504,40	4.705.766,60	3.595.010,44
	PA-SFX-MI	2.150.400,00	16.207.504,40	4.705.766,60	3.595.010,44
	RR-AM-A	4.300.800,00	33.531.097,35	9.828.361,22	7.539.319,29
	RR-BO-A	3.225.600,00	21.857.258,60	6.142.149,91	4.624.496,31
	RR-CA-M	860.160,00	5.969.305,39	1.690.455,34	1.277.234,38
	RR-CA-A	2.150.400,00	9.974.050,38	2.377.744,93	1.644.147,69
	RR-CA-M-A	2.150.400,00	19.081.872,12	5.779.262,98	4.494.591,46
	RR-NO-A	2.150.400,00	15.651.995,40	4.498.299,44	3.421.154,69
	RR-RO-M	860.160,00	7.935.328,78	2.424.710,38	1.892.533,99
	RR-RO-BA	2.150.400,00	14.534.176,48	4.080.825,17	3.071.314,73
	RR-RO-M-BA	3.225.600,00	26.009.890,81	7.693.042,52	5.924.131,39
	RR-AA-SO	860.160,00	4.670.871,36	1.205.526,35	870.867,93
	RR-AA-M	860.160,00	6.555.258,54	1.909.292,53	1.460.618,13
	RR-AA-MI-SO-M	2.150.400,00	15.848.853,47	4.571.820,45	3.482.764,69
Ciclo Rankine Orgânico	RR-IR-M	860.160,00	4.025.908,20	964.650,55	669.016,02
	TO-PA-MI	1.821.120,00	9.929.651,48	2.567.466,26	1.856.478,69
	TO-PA-SO	3.642.240,00	24.885.582,82	7.012.108,21	5.286.014,96
	TO-PA-MI-SO	4.363.800,00	33.322.452,80	9.710.967,04	7.430.737,41
	PA-AL-M	1.365.840,00	927.123,60	-509.481,88	-648.219,04
	PA-AL-BA	1.365.840,00	927.123,60	-509.481,88	-648.219,04
	PA-AV-BA-M	1.365.840,00	6.508.627,02	1.575.054,38	1.098.604,96
	PA-CA-MI	1.365.840,00	4.109.152,28	678.917,31	347.649,58
	PA-CA-AB	2.731.680,00	18.413.511,00	5.165.460,61	3.886.057,98
	PA-SFX-BA	1.365.840,00	6.467.574,47	1.559.722,39	1.085.756,89
	PA-SFX-M	2.276.400,00	15.781.504,40	4.467.724,94	3.375.120,47
	PA-SFX-MI	2.276.400,00	15.781.504,40	4.467.724,94	3.375.120,47
	RR-AM-A	5.454.750,00	42.065.638,18	12.292.793,03	9.417.543,07
	RR-BO-A	2.731.680,00	23.527.178,60	7.075.273,20	5.486.465,00
	RR-CA-A	1.821.120,00	11.040.597,45	2.982.373,67	2.204.167,64
	RR-CA-M-A	1.821.120,00	6.131.460,27	1.148.947,50	667.771,80
	RR-NO-A	5.454.750,00	53.557.306,20	16.584.611,35	13.014.051,04
	RR-RO-BA	1.821.120,00	15.588.365,48	4.680.838,52	3.627.467,02
	RR-RO-M-BA	3.642.240,00	31.532.201,14	9.494.435,26	7.366.184,33
	RR-AA-MI-SO-M	1.821.120,00	16.899.479,67	5.170.503,19	4.037.801,94
Biodigestão	PA-AL-BA	288.960,00	4.568.003,60	1.524.980,79	1.231.107,26
	PA-CA-AB	2.311.680,00	19.833.511,00	5.958.932,79	4.619.024,55
	PA-SFX-BA	866.880,00	10.423.068,66	3.349.601,75	2.666.496,55
	RR-RO-BA	1.444.800,00	20.031.902,12	6.576.150,79	5.276.689,88
Gaseificação	TO-PA-MI	3.225.600,00	12.117.134,54	2.504.484,54	1.576.163,06
	TO-PA-SO	7.587.300,00	19.522.518,75	2.537.463,14	897.167,09
	TO-PA-MI-SO	7.587.300,00	22.423.952,80	3.621.068,04	1.805.218,96
	PA-CA-MI	2.847.600,00	3.536.533,93	-463.303,58	-849.579,48
	PA-SFX-MI	3.225.600,00	12.572.304,40	2.674.477,81	1.718.616,01
	RR-AM-A	9.484.125,00	31.682.141,05	5.890.330,17	3.399.540,24
	RR-BO-A	5.160.960,00	15.313.898,60	2.485.830,10	1.246.986,34
	RR-CA-A	3.225.600,00	13.239.746,06	2.923.748,71	1.927.502,94
	RR-NO-A	3.225.600,00	12.016.795,40	2.467.010,66	1.544.760,26
	RR-AA-MI	1.898.400,00	351.235,36	-1.058.223,77	-1.194.339,33
Resultados	RR-AA-SO	1.898.400,00	2.923.686,84	-97.484,71	-389.248,00
	Casos viáveis	Total		56	56
	Casos inviáveis			5	5

A Figura 4.11 mostra o VPL calculado para os diferentes casos do ciclo Rankine convencional, levando em consideração na análise econômica a sub-rogação do investimento para um valor da TMA igual a 12%.

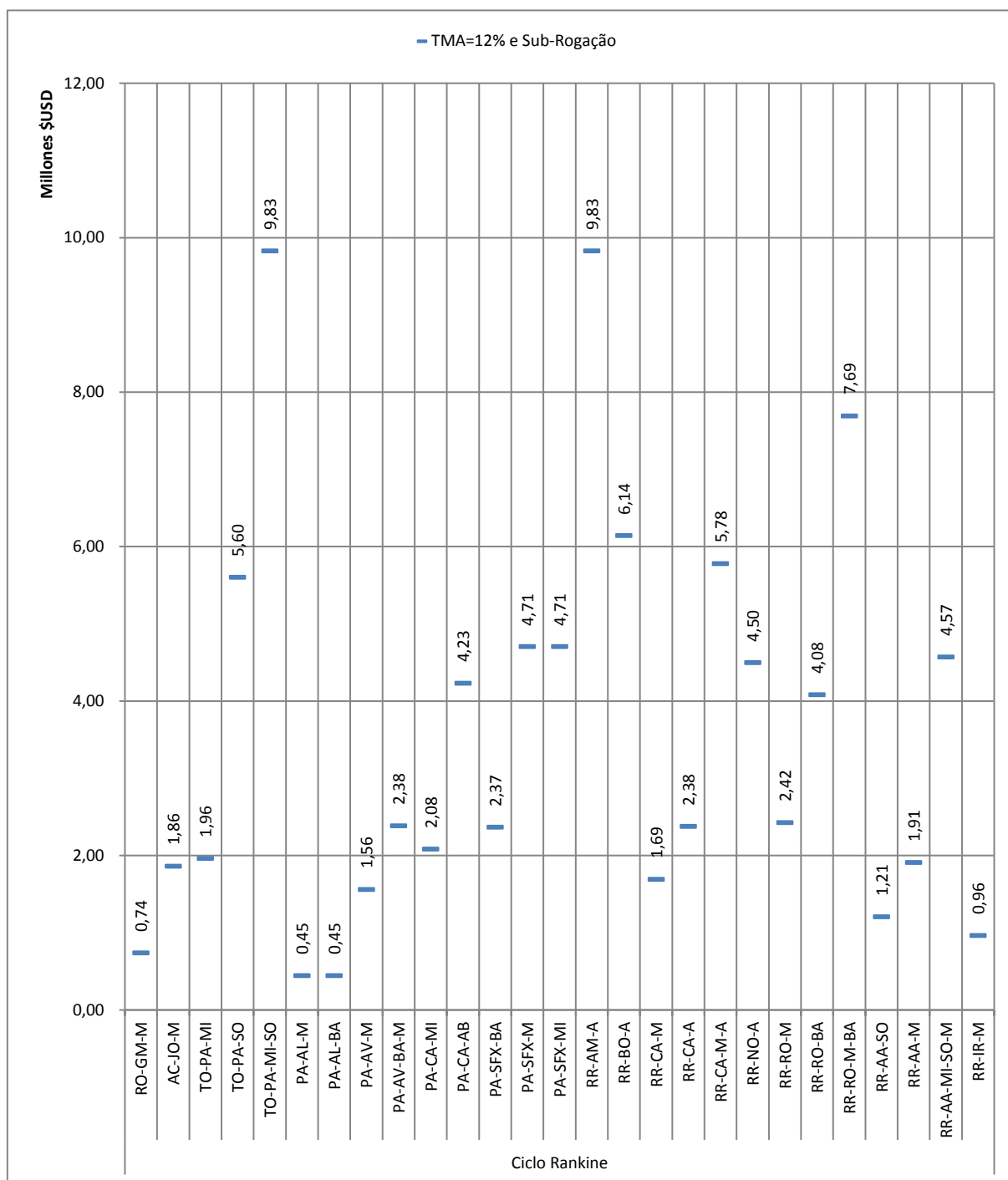


Figura 4.11 – VPL com sub-rogação do investimento à CCC para uma TMA de 12% para o ciclo Rankine convencional.

Conforme mostrado na Figura 4.11 é possível observar que todos os casos são economicamente viáveis para a tecnologia de ciclo Rankine convencional. A Figura 4.12 mostra os valores do VPL para os diferentes casos do ciclo ORC, da biodigestão anaeróbia e da gaseificação, considerando a sub-rogação do investimento à CCC, para uma TMA igual a 12%.

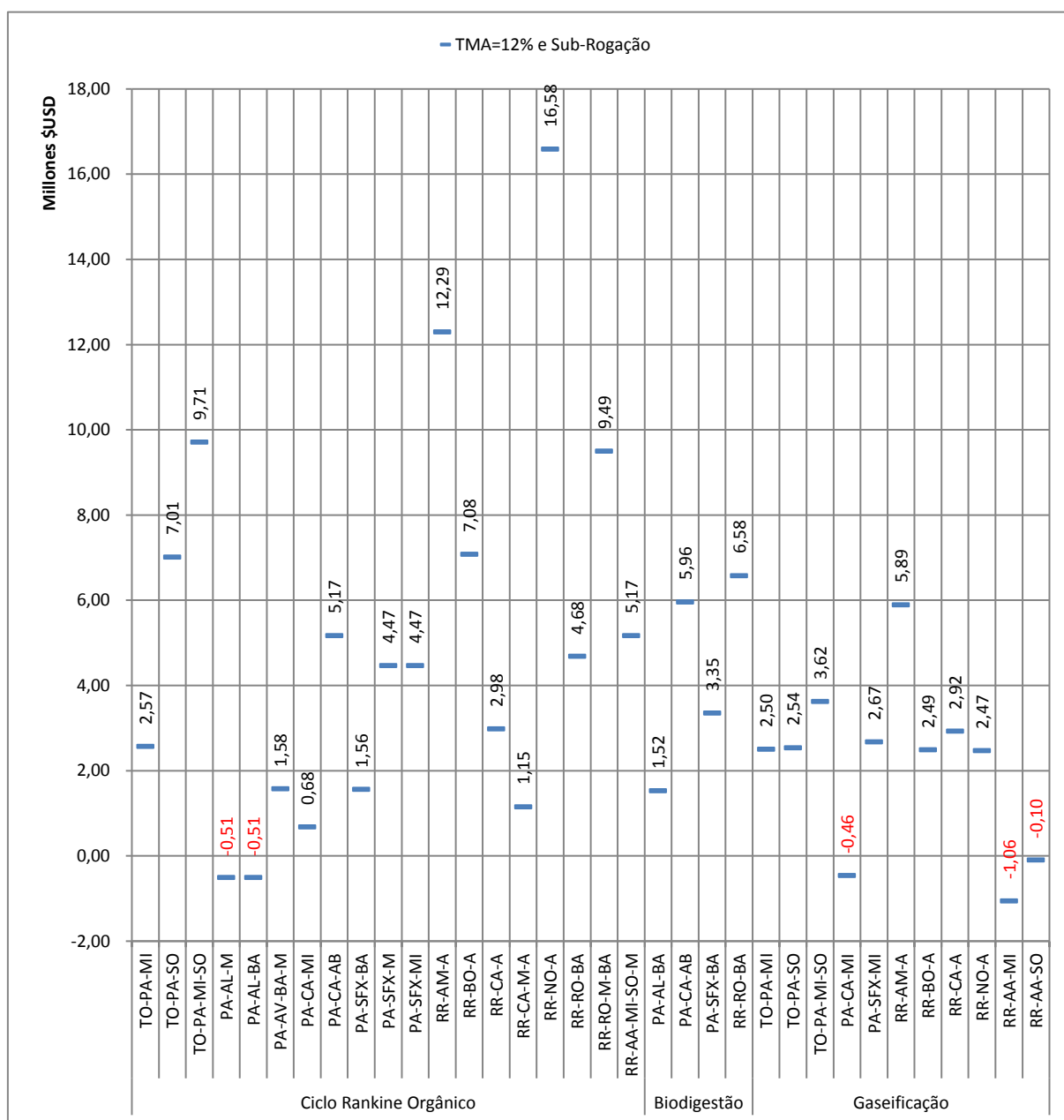


Figura 4.12 – VPL com sub-rogação da CCC para uma TMA de 12% para o ciclo ORC, biodigestão anaeróbia e gaseificação

Dessa forma, conforme pode ser observado na Figura 4.12, existem 2 casos economicamente inviáveis para a tecnologia de ciclo ORC e 3 casos economicamente inviáveis para a tecnologia de gaseificação.

A Figura 4.13 mostra o VPL calculado para os diferentes casos do ciclo Rankine convencional, levando em consideração, na análise econômica, a sub-rogação do investimento à CCC, para um valor da TMA igual a 15%.

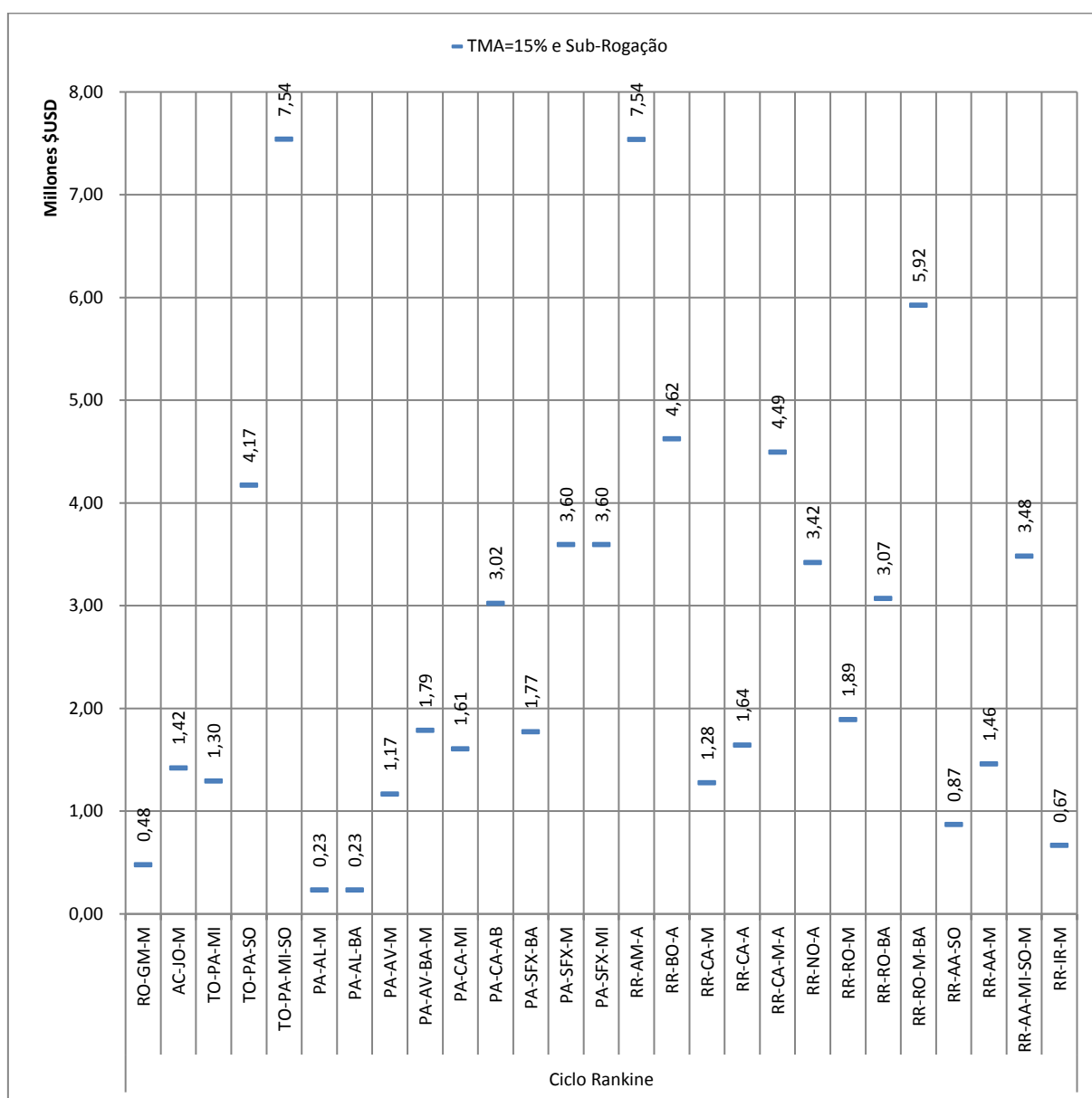


Figura 4.13 – VPL com sub-rogação com TMA de 15% para o ciclo Rankine convencional

Conforme apresentado na Figura 4.13 todos os 27 casos são economicamente inviáveis para a tecnologia de ciclo Rankine. A Figura 4.14 mostra os valores calculados do VPL para os diferentes casos do ciclo ORC, da biodigestão anaeróbia e da gaseificação, considerando a sub-rogação do investimento à CCC, para uma TMA de 15%.

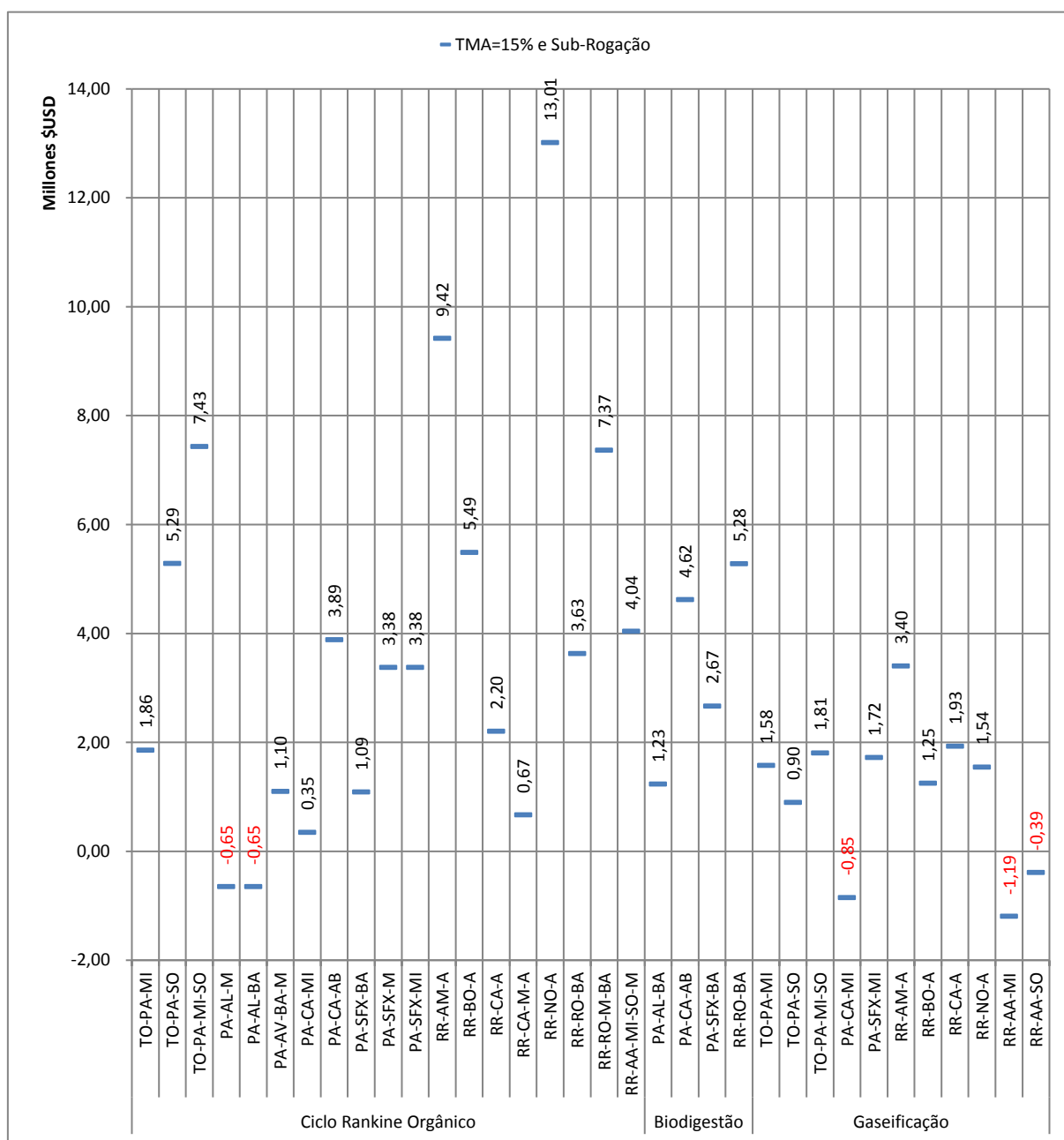


Figura 4.14 – VPL com sub-rogação da CCC para uma TMA de 15% para o ciclo ORC, biodigestão e gaseificação

A Figura 4.14 mostra que 2 casos são economicamente inviáveis para a tecnologia de ciclo ORC e 3 casos são economicamente inviáveis para a tecnologia de gaseificação.

A Figura 4.15 mostra os resultados do cálculo da análise econômica realizada para a tecnologia de ciclo Rankine convencional, exibindo no mesmo gráfico a Taxa Interna de Retorno (TIR) e os três percentuais da TMA adotados (7,16%, 12% e 15%).

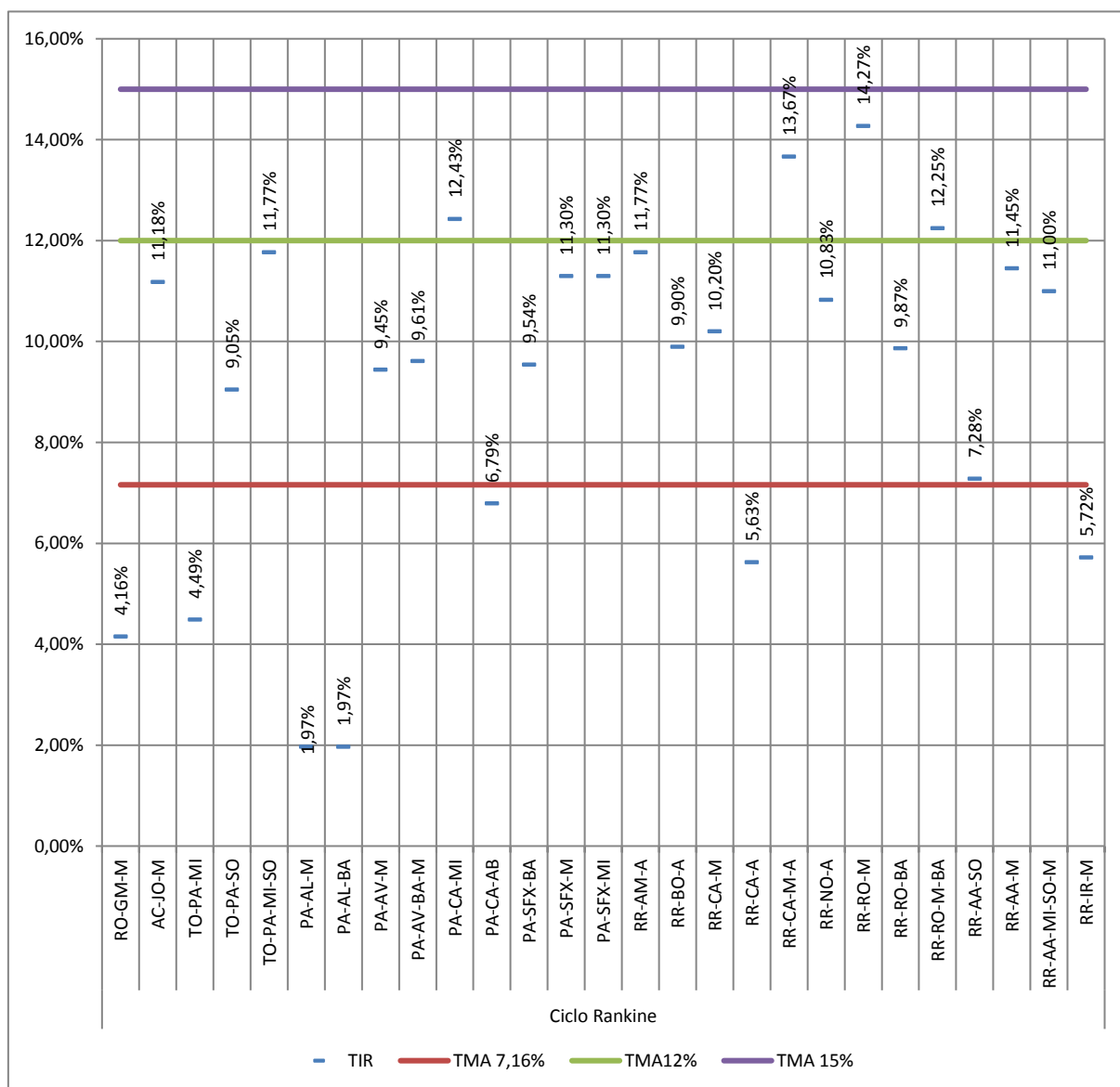


Figura 4.15 – TIR e valores da TMA aplicadas para o ciclo Rankine convencional.

A Figura 4.15 mostra que existem 7 casos nos quais a TIR é menor do que 7,16% para a tecnologia de ciclo Rankine convencional. A Figura 4.16 mostra os resultados do cálculo da análise econômica realizada para as tecnologias de ciclo ORC, biodigestão anaeróbia e gaseificação da biomassa, exibindo no mesmo gráfico a Taxa Interna de Retorno (TIR) e os três percentuais da TMA adotados (7,16%, 12% e 15%).

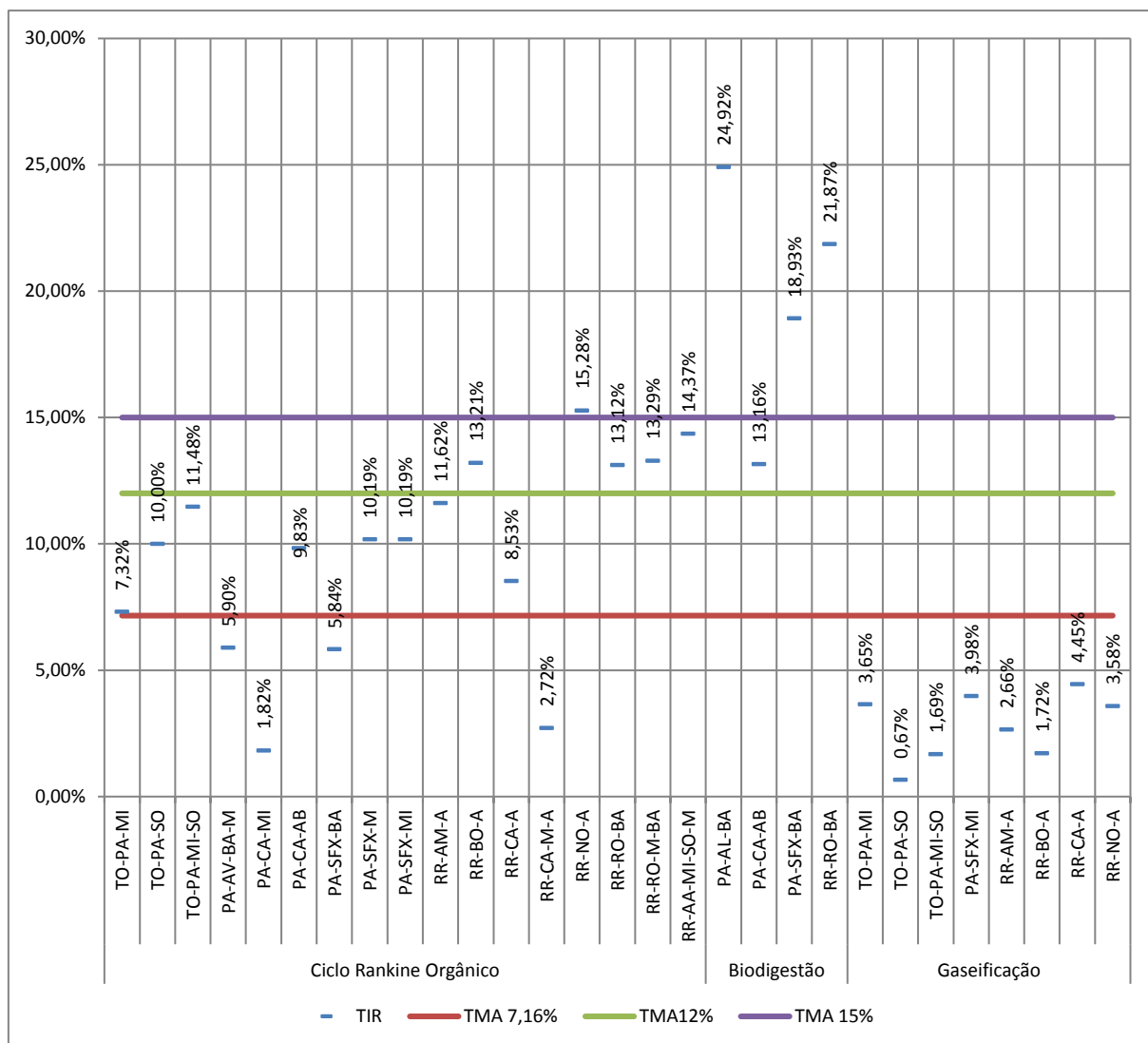


Figura 4.16 – TIR e TMA aplicadas para o ciclo ORC, biodigestão anaeróbia e gaseificação.

A Figura 4.16 mostra que existem 4 casos que apresentam uma TIR menor do que 7,16% para a tecnologia de ciclo Rankine, e 8 casos que apresentam uma TIR menor do que 7,16% para a tecnologia de gaseificação.

Em resumo as Figuras 4.15 e 4.16 mostram que dos 56 casos avaliados 19 possuem valores de TIR menores que 7,16%, ou seja, esses casos são economicamente inviáveis. Considerando uma TIR maior que 7,16% tem-se 37 casos economicamente viáveis. Considerando uma TIR maior do que 12% tem-se 13 casos viáveis, e finalmente com uma TIR maior que 15% tem-se quatro casos viáveis.

Ao ter em conta a sub-rogação para a avaliação dos 61 casos disponíveis tem-se um caso que não consegue suprir os custos de investimento ao longo dos 20 anos (no município de Alto Alegre do estado de Roraima, com os resíduos de milho). Para a análise econômica foi adotada uma TMA de 7,16%, além disso foi feita uma análise de sensibilidade com variação da TMA de 12 e 15% [166-167]. A Figura 4.17 mostra os resultados da taxa interna de retorno para os 60 casos disponíveis. [166] [167]

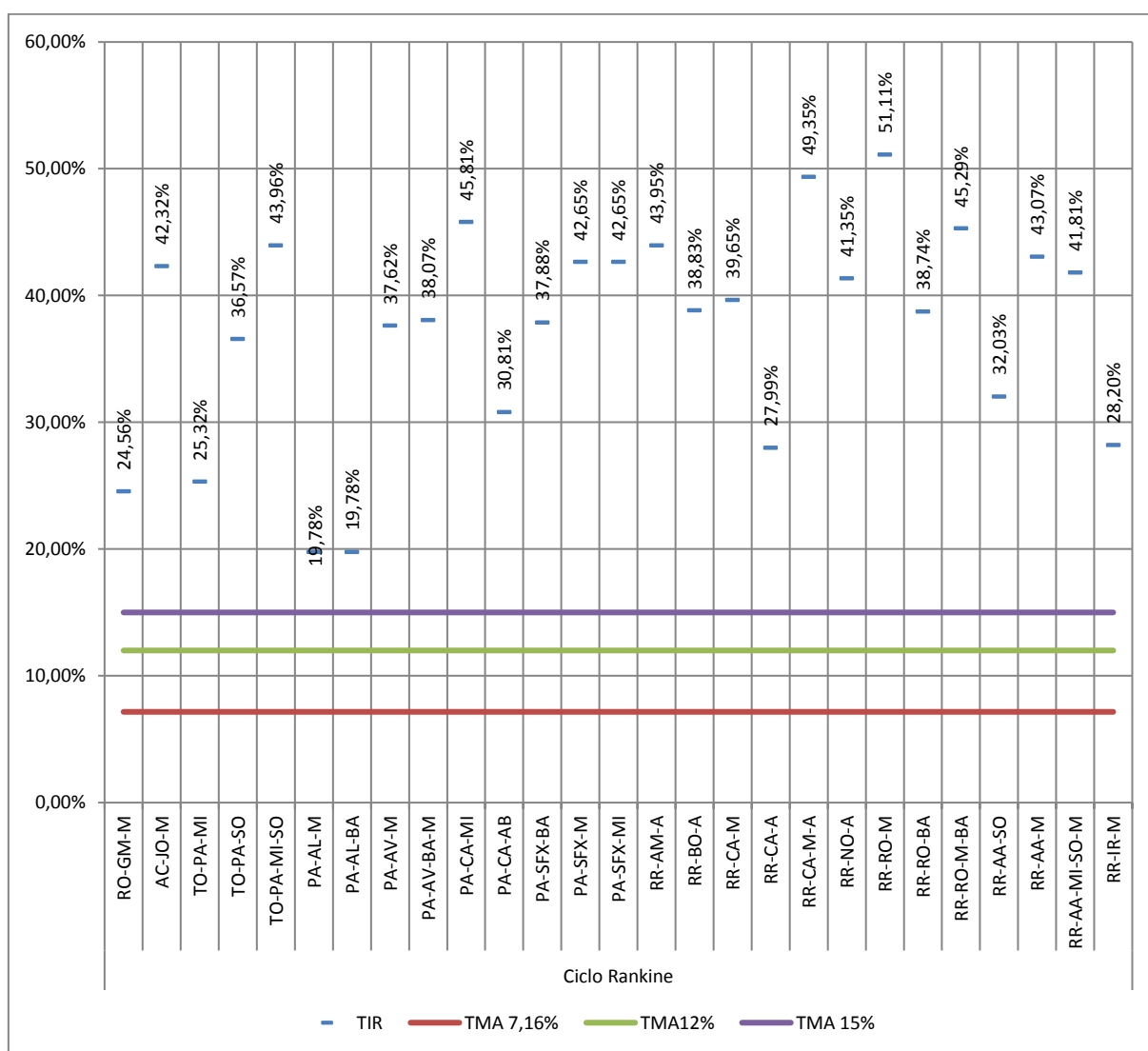


Figura 4.17 – TIR e TMA aplicadas com sub-rogação para o Ciclo Rankine convencional

Na Figura 4.17 se mostra que todos os casos a TIR é maior do que 7,16% para a tecnologia de Ciclo Rankine convencional. Além disso, tem-se que, para a análise econômica

dos casos das tecnologias de ciclo ORC, biodigestão, gaseificação, tendo em conta os valores de TMA adotadas, pode-se observar de maneira gráfica na Figura 4.18.

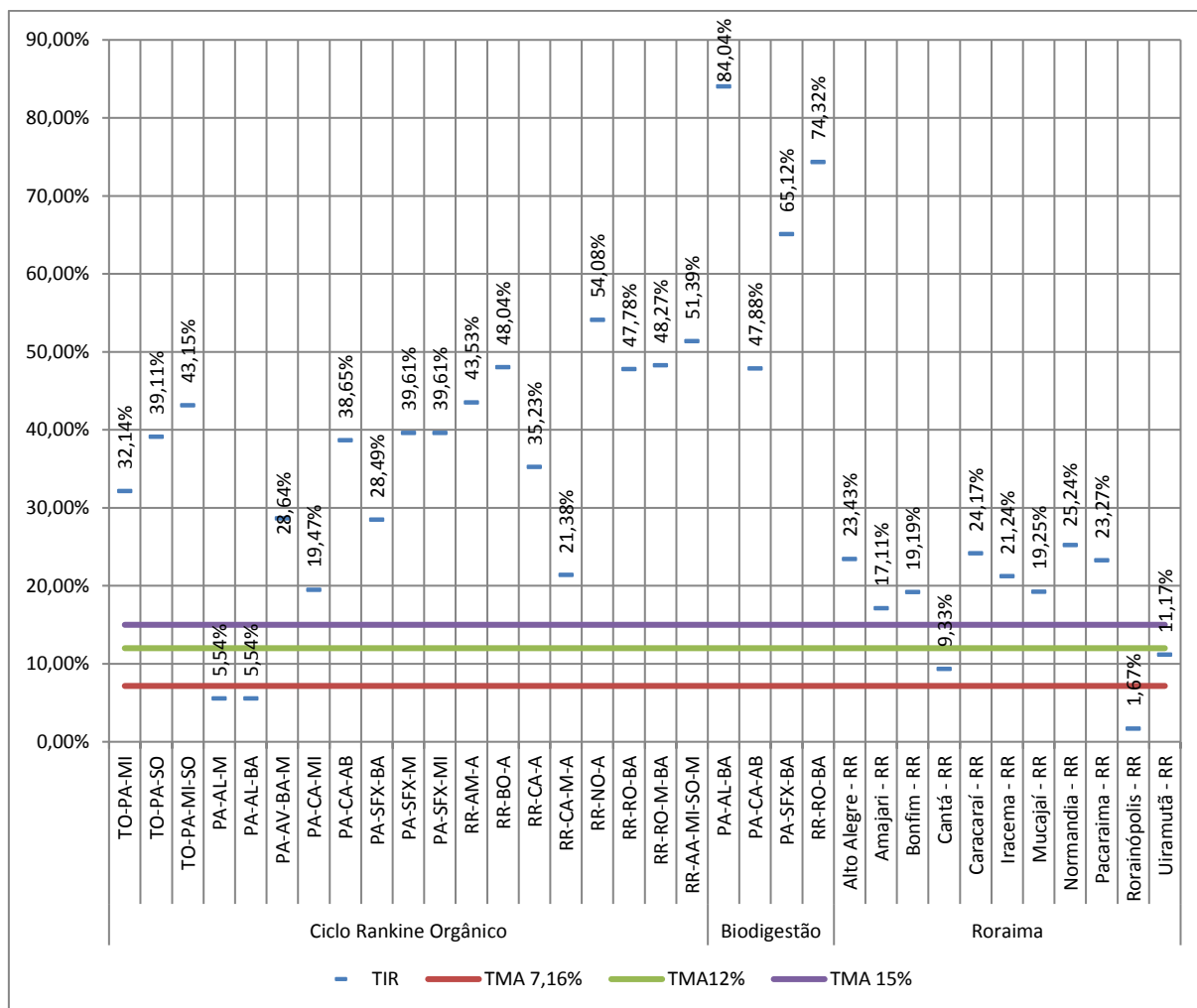


Figura 4.18 – TIR e TMA com sub-rogação aplicadas para o ciclo ORC, biodigestão anaeróbia e gaseificação.

A Figura 4.17 e Figura 4.18 mostra que dos 61 casos avaliados só 3 são inviáveis economicamente por terem valores de TIR menores de 7,16%, com uma TIR maior que 7,16% tem-se 58 casos viáveis, com a TIR maior que 12% tem-se 56 casos viáveis e, finalmente, com uma TIR maior que 15% tem-se 56 casos viáveis.

A Figura 4.19 e a Figura 4.20 mostram os custos de geração com sub-rogação e sem sub-rogação para cada um dos casos, assim como o custo de geração das usinas a óleo diesel do município, para a tecnologia de Ciclo Rankine.

Ao fazer a análise dos 58 casos considerando os que tem valores de VPL e TIR positivos, observando-se os custos de geração para cada um dos casos e visível que só dois deles teriam custos de geração (sem apoio do governo com a sub-rogação) maiores que os custos da geração por óleo diesel nestes locais. Os dois casos consideram a tecnologia de gaseificação, sendo um deles no estado de Para, município de Conceição do Araguaia com os resíduos de milho e, ou outro no município de Alto Alegre, do estado de Roraima, com os resíduos de Soja.

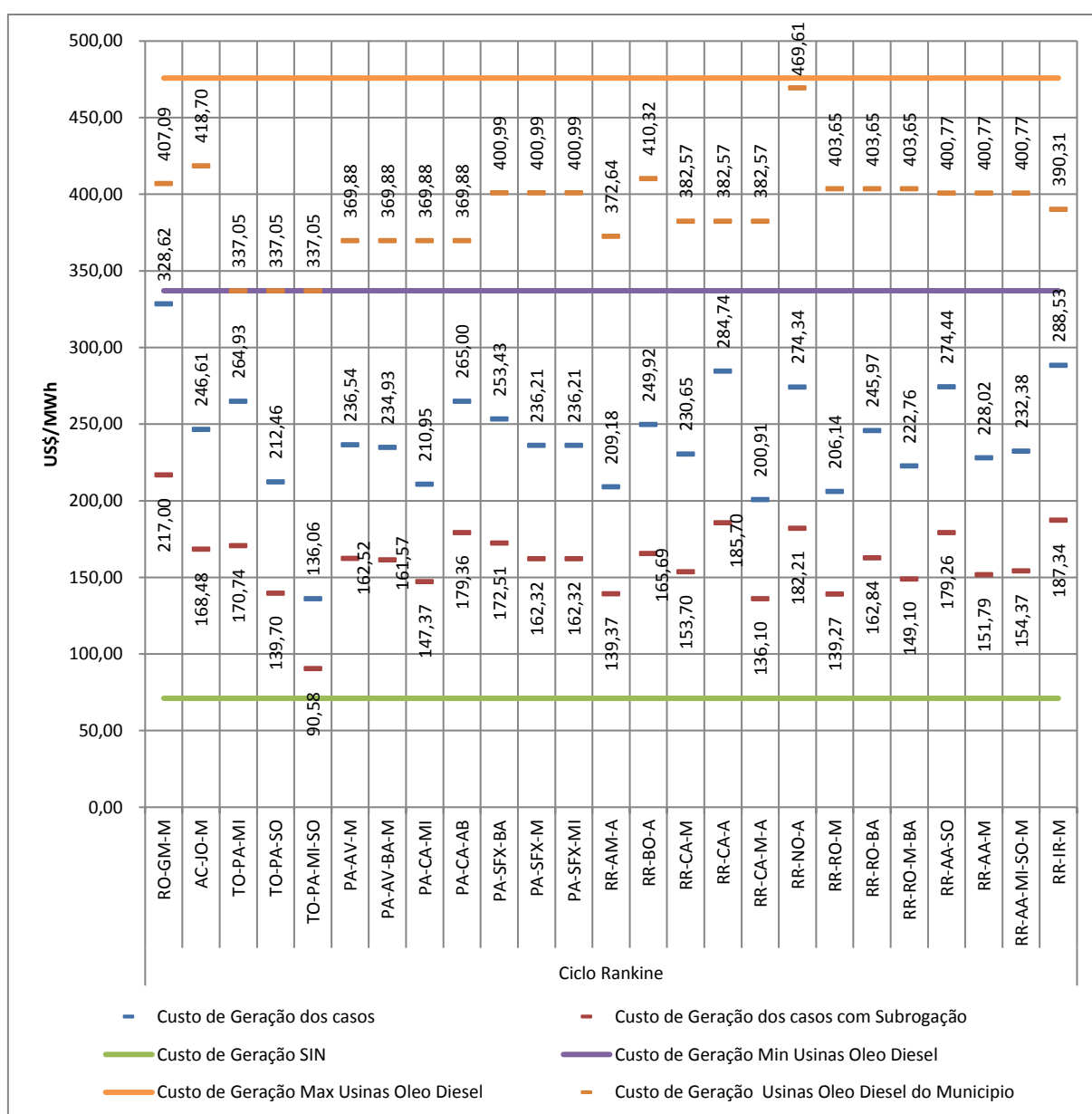


Figura 4.19 – Custos de Geração Elétrica com os Diferentes Casos para o Ciclo Rankine

Na Figura 4.19 se mostra que todos os casos para a tecnologia de Ciclo Rankine apresentam custos de geração acima do gerado pelo sistema interligado. Além disso, na Figura 4.20 se mostra os custos de geração com sub-rogação e sem sub-rogação para cada um dos casos, assim como o custo de geração das usinas a óleo diesel do município, para as tecnologias de Ciclo Rankine Orgânico, Biodigestão, Gaseificação.

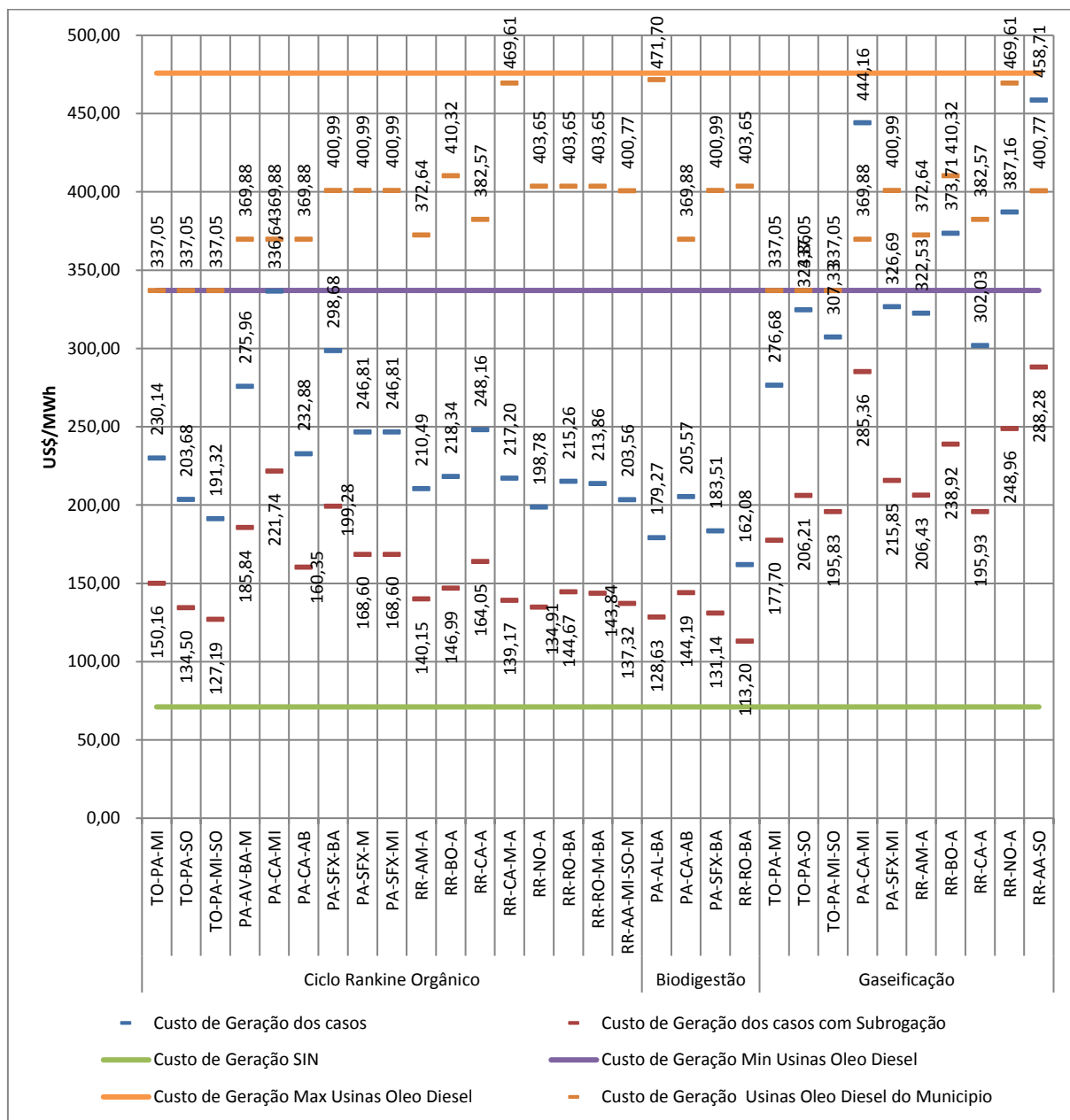


Figura 4.20 – Custos de Geração Elétrica com os Diferentes Casos para o Ciclo Rankine Orgânico, Biodigestão, Gaseificação

Na Figura 4.20 se mostra que todos os casos para as tecnologias de Ciclo Rankine Orgânico, Biodigestão, Gaseificação apresentam custos de geração acima do gerado pelo sistema interligado, o qual se encontra dentro do normal já que a geração dos sistemas isolados sempre sera maior do que os sistemas de geração dentro do SIN.

Para o estado de Tocantins têm-se o município de Palmas. A Figura 4.21 mostra o comportamento do VPL dos casos simulados para este município, nos diferentes cenários propostos.

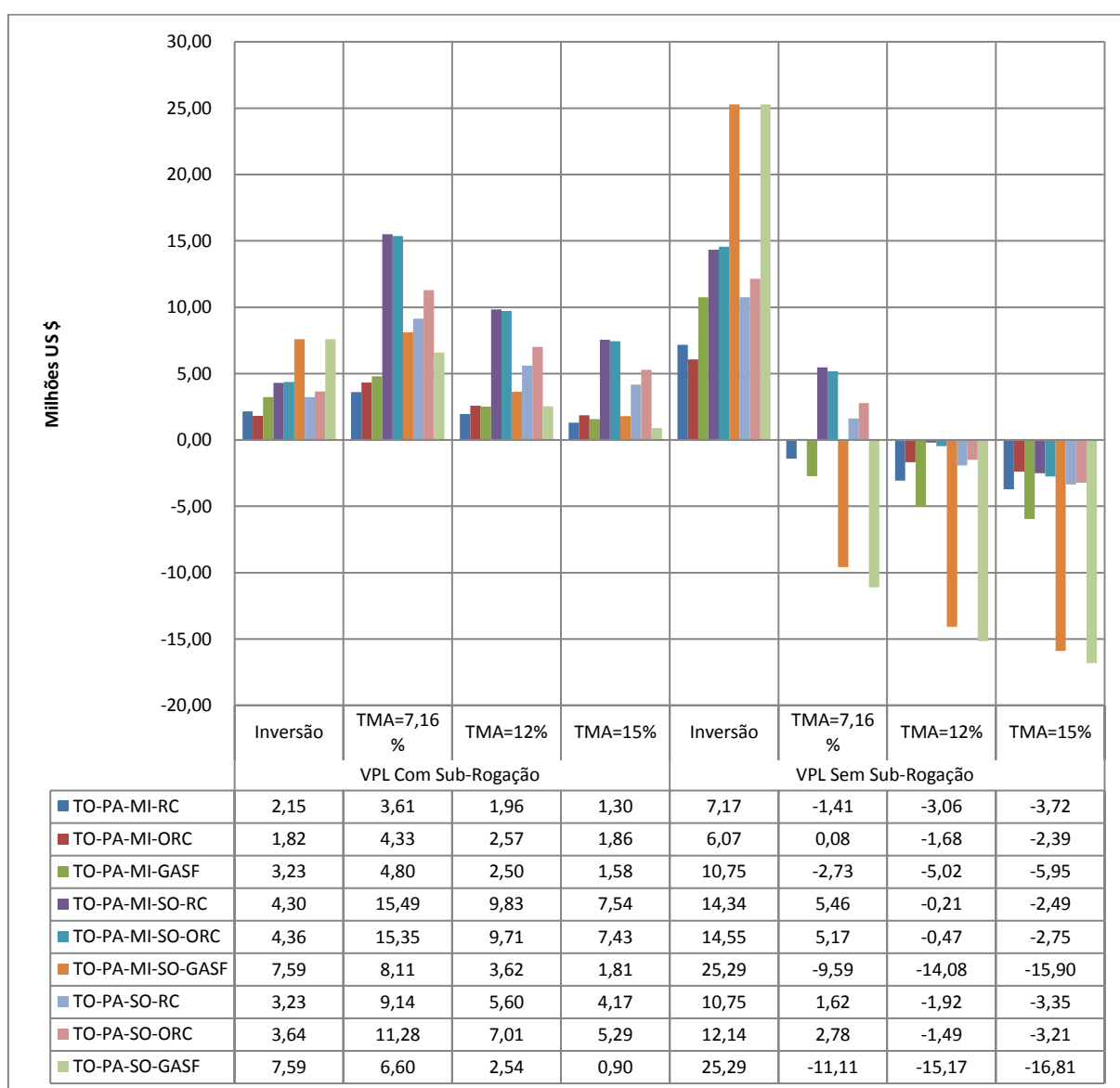


Figura 4.21 – Custo de Investimento e VPL para as cidades de Palmas Estado de Tocantins

Para o município de Palmas foram considerados nove casos diferentes, todos são viáveis considerando a Sub-Rogação do governo nos 3 diferentes cenários. Além disso, sem a Sub-Rogação e com uma TMA de 7,16% são viáveis as tecnologias de Ciclo Rankine e Ciclo Rankine Orgânico, para os resíduos de soja e a utilização conjunta de resíduos de milho e soja.

A melhor opção é a tecnologia de Ciclo Rankine com os resíduos de utilização conjunta de milho e soja. A tecnologia de ciclo Rankine orgânico é viável também, mas o seu VPL e no caso da TMA de 7,16% sem Sub-rogação é US\$ 288.476,54 menor do que o Ciclo Rankine, pelo qual não foi escolhido.

Para o estado do Para têm-se quatro municípios, o primeiro destes é o município de Aveiro. A Figura 4.22 mostra o comportamento do VPL dos casos simulados para este município, nos diferentes cenários propostos.

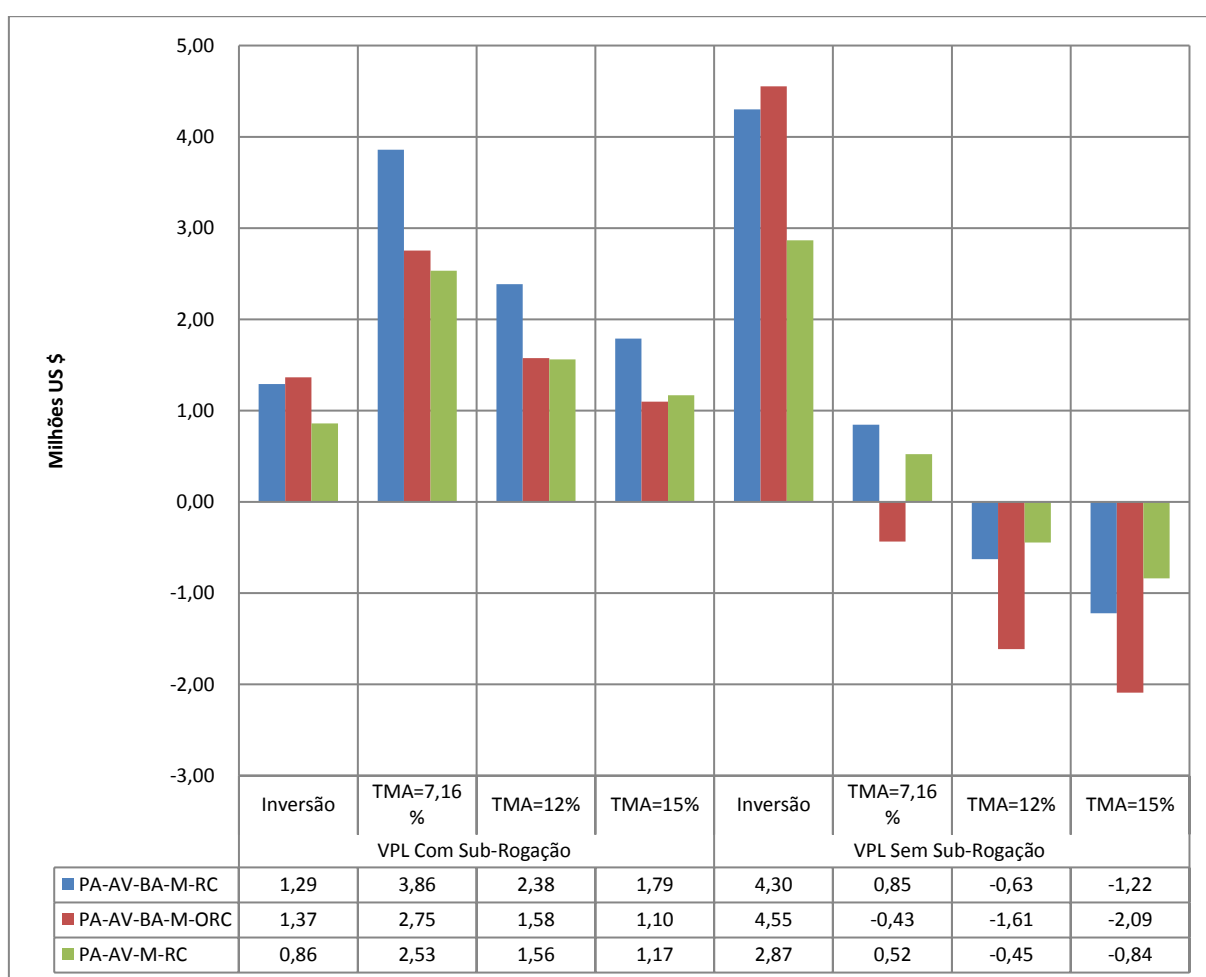


Figura 4.22 – Custo de Investimento e VPL para as cidades de Aveiro no Estado de Para

Para o município de Aveiro foram considerados três casos diferentes, todos são viáveis considerando a Sub-Rogação do governo nos 3 diferentes cenários. Além disso, sem a Sub-Rogação e com uma TMA de 7,16% é viável a tecnologia de Ciclo Rankine para os resíduos de mandioca e a utilização conjunta de mandioca e banana. A melhor opção é a tecnologia de Ciclo Rankine com os resíduos de utilização conjunta de mandioca e banana.

O segundo destes é o município de Conceição do Araguaia. A Figura 4.23 mostra o comportamento do VPL dos casos simulados para este município nos diferentes cenários propostos.

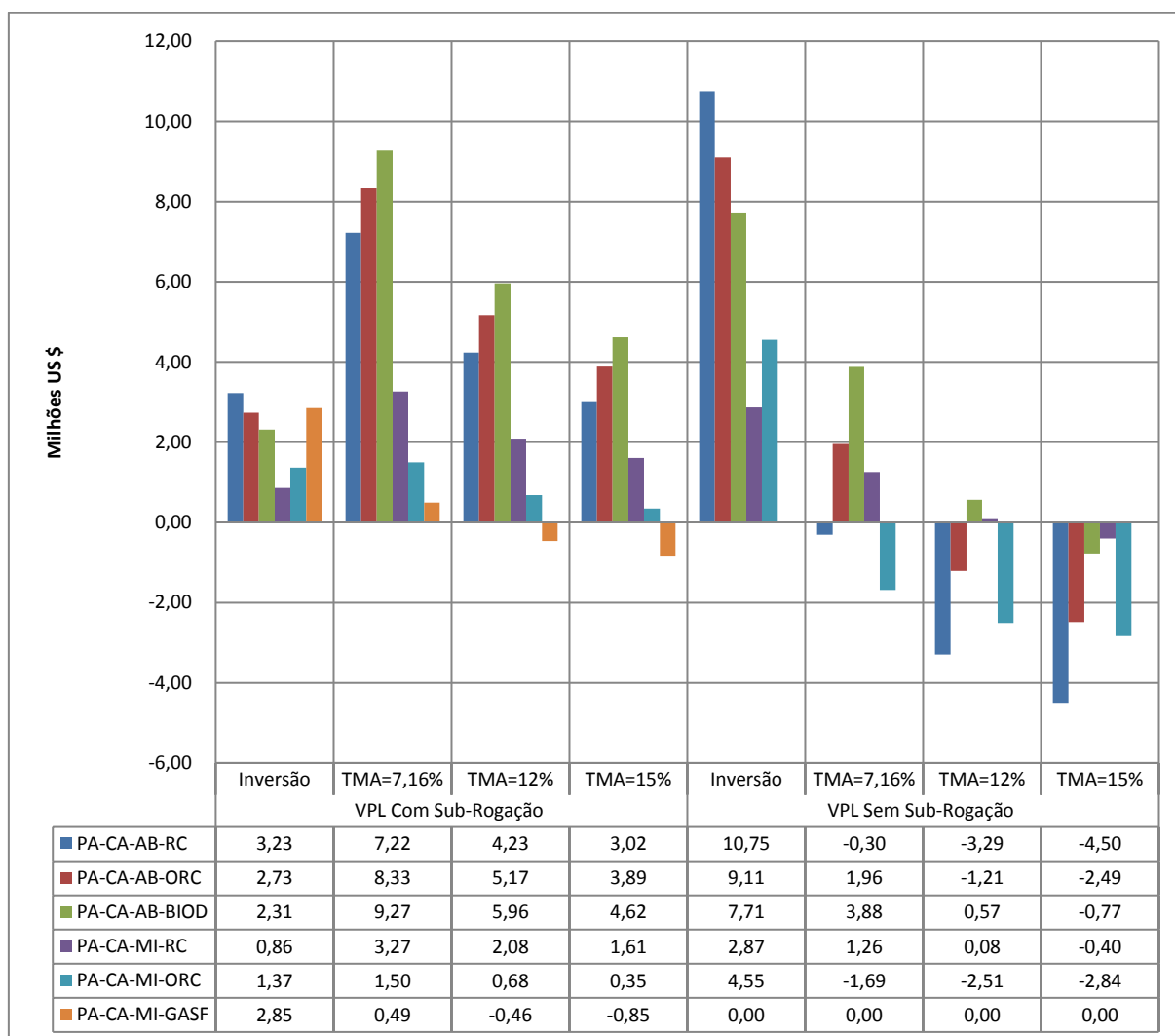


Figura 4.23 – Custo de Investimento e VPL para as cidades de Conceição do Araguaia no Estado de Para

Para o município de Conceição do Araguaia foram considerados seis casos diferentes, os quais são todos viáveis considerando a Sub-Rogação do governo, e sem sub-rogação com uma TMA de 12%, é viável a tecnologia de Biodigestão para os resíduos de Abacaxi.

O terceiro destes é o município de Altamira. A Figura 4.24 mostra o comportamento do VPL dos casos simulados para este município, nos diferentes cenários propostos.

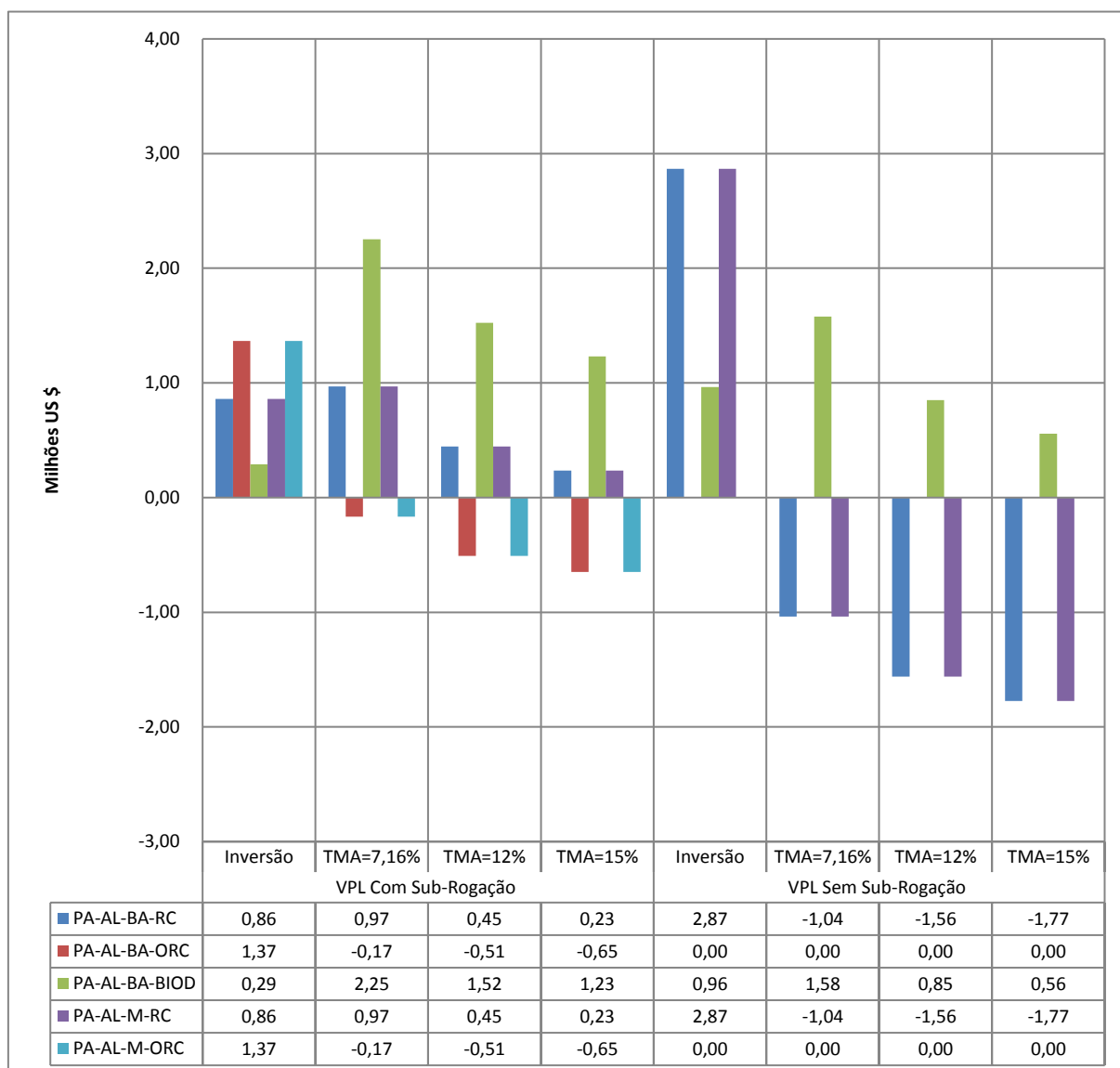


Figura 4.24 – Custo de Investimento e VPL para as cidades de Altamira no Estado de Para

Para o município de Altamira foram considerados cinco casos diferentes, todos são viáveis considerando a Sub-Rogação do governo nos 3 diferentes cenários, além disso sem a Sub-Rogação e com uma TMA de 15% é viável a tecnologia de biodigestão para os resíduos de

banana. Este é o melhor caso encontrado até agora, por não se ter tornado inviável. Isso por ter uma TIR maior do que taxa mínima de atratividade mais rigorosa deste trabalho.

O último destes é o município de São Félix do Xingu. A Figura 4.25 mostra o comportamento do VPL dos casos simulados para este município, nos diferentes cenários propostos.

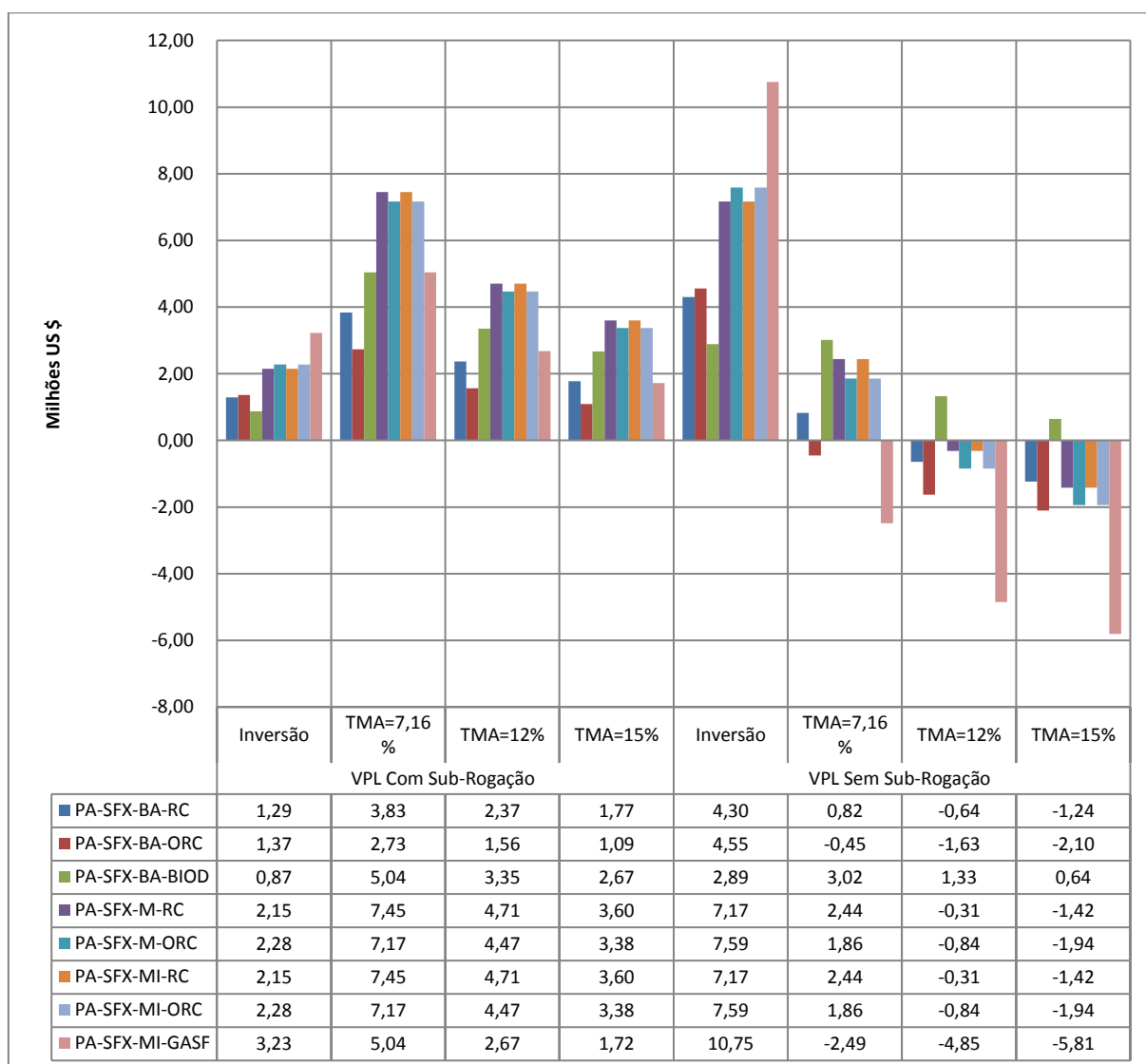


Figura 4.25 – Custo de Investimento e VPL para as cidades de São Félix do Xingu no Estado de Para

Para o município de São Félix do Xingu foram considerados oito casos diferentes, todos são viáveis considerando a Sub-Rogação do governo nos 3 diferentes cenários. Além disso, sem a Sub-Rogação e com uma TMA de 15% é viável a tecnologia de Biodigestão para os resíduos

de banana. Este é o segundo melhor caso encontrado até agora por não ter-se tornado inviável. Isso por ter uma TIR maior do que taxa mínima de atratividade mais rigorosa deste trabalho.

A Figura 4.26 mostra o comportamento do VPL dos casos simulados para este município, nos diferentes cenários propostos.

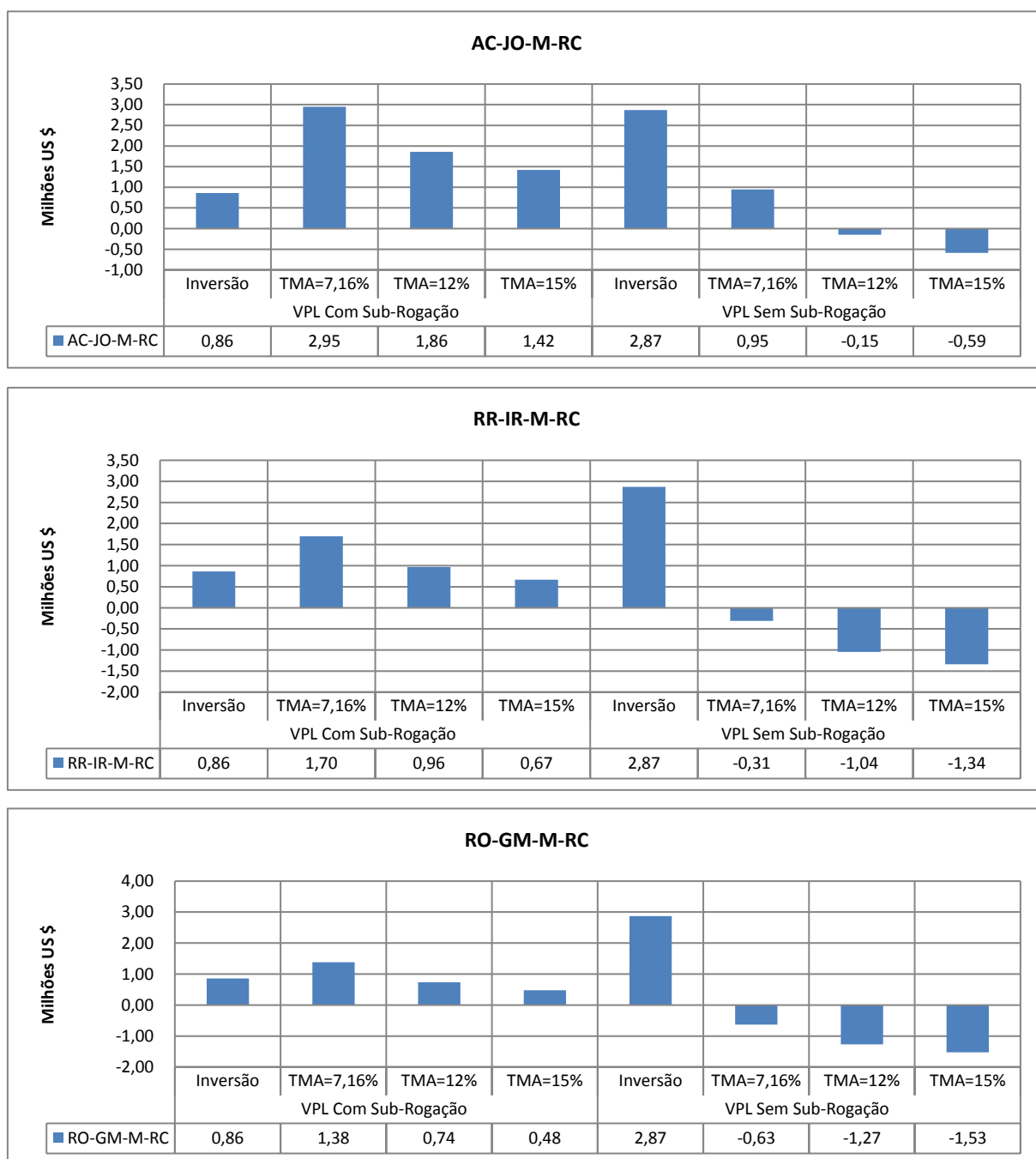


Figura 4.26 – Custo de Investimento e VPL para as cidades de Guajará-Mirim do estado de Rondônia, Jordão do estado de Acre e Iracema no estado de Roraima

Na Figura 4.26 pode-se observar que, para os 3 casos utilizando a tecnologia de Ciclo Rankine e os resíduos de mandioca, um dos casos para os municípios de Guajará-Mirim do estado de Rondônia, outro dos casos para Jordão do estado de Acre e finalmente um caso para Iracema do Estado de Roraima, todos são viáveis considerando a Sub-Rogação do governo nos 3 diferentes cenários. Além disso, para o município Jordão, estado do Acre, e viável sem sub-rogação para uma TMA de até 7,16% (recomendada pela ANEEL).

Para o estado de Roraima têm-se sete municípios, dos quais já foram apresentados os resultados de um deles na Figura 4.26, o segundo destes é o município de Amajari. A Figura 4.27 mostra o comportamento do VPL dos casos simulados para este município nos diferentes cenários propostos.

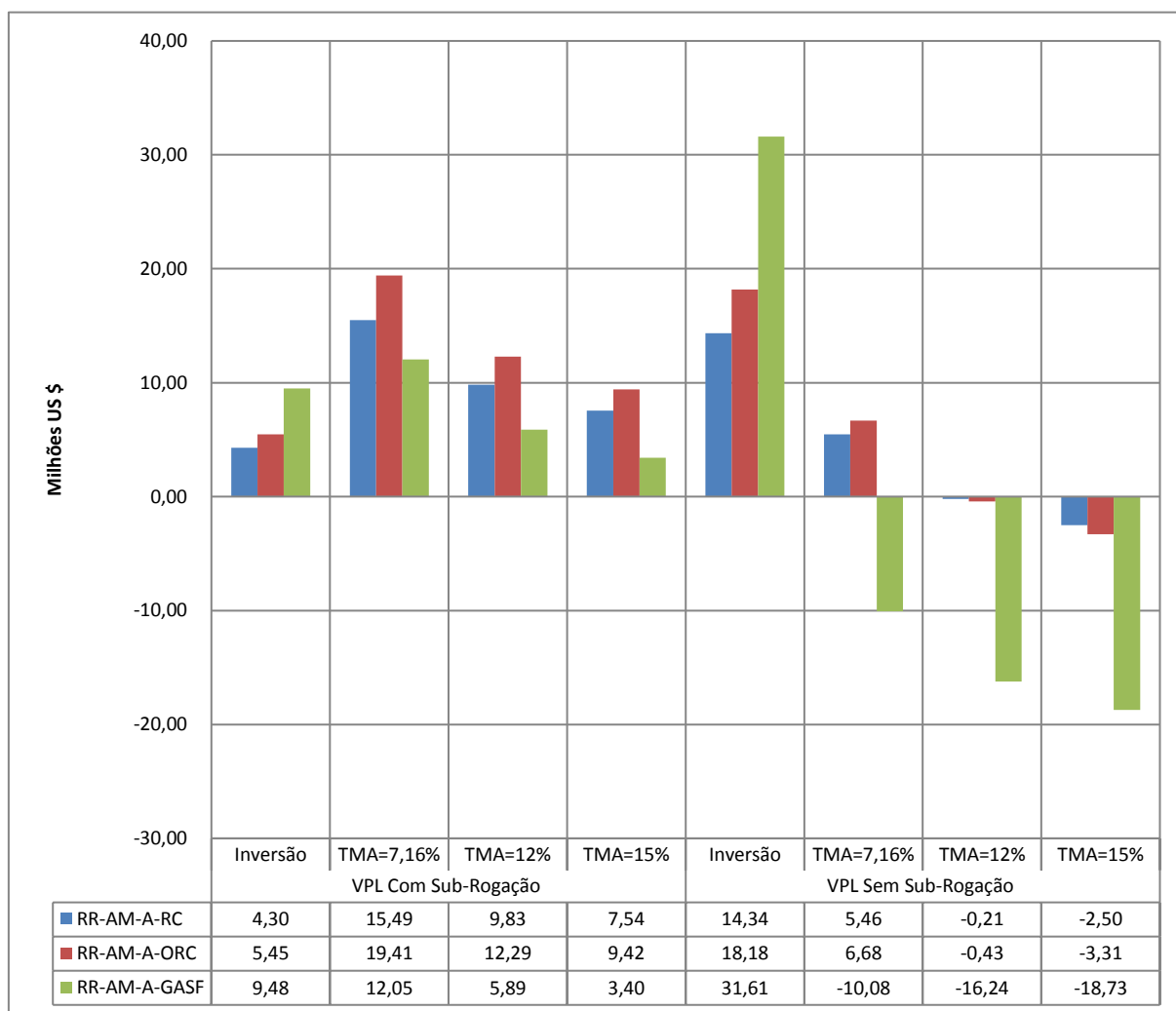


Figura 4.27 – Custo de Investimento e VPL para as cidades de Amajari no Estado de Roraima

Para o município de Amajari foram considerados três casos diferentes, todos são viáveis considerando a Sub-Rogação do governo nos 3 diferentes cenários. Além disso, sem a Sub-Rogação e com uma TMA de 7,16%, é viável a tecnologia de Ciclo Rankine e Ciclo Rankine Orgânico, para os resíduos de arroz. A melhor opção é a tecnologia de Ciclo Rankine Orgânico com os resíduos de arroz.

O terceiro destes é o município de Bonfim. A Figura 4.28 mostra o comportamento do VPL dos casos simulados para este município, nos diferentes cenários propostos.

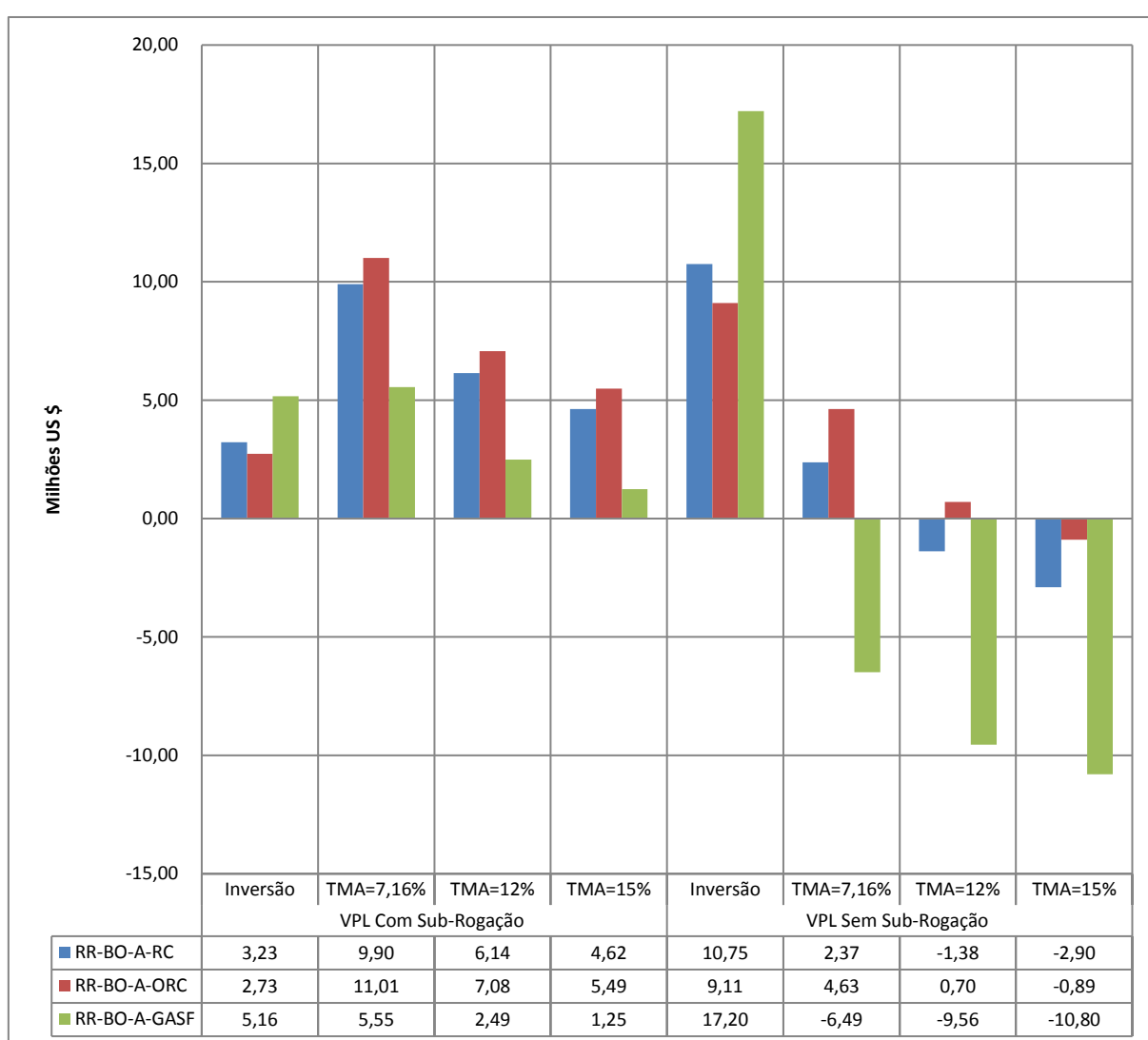


Figura 4.28 – Custo de Investimento e VPL para as cidades de Bonfim no Estado de Roraima

Para o município de Bonfim foram considerados três casos diferentes, todos são viáveis considerando a Sub-Rogação do governo nos 3 diferentes cenários. Além disso, sem a Sub-

Rogação e com uma TMA de 7,16%, é viável a tecnologia de Ciclo Rankine e Ciclo Rankine Orgânico, para os resíduos de arroz. A melhor opção é a tecnologia de Ciclo Rankine Orgânico com os resíduos de arroz.

O quarto destes é o município de Alto Alegre. A Figura 4.29 mostra o comportamento do VPL dos casos simulados para este município nos diferentes cenários propostos.

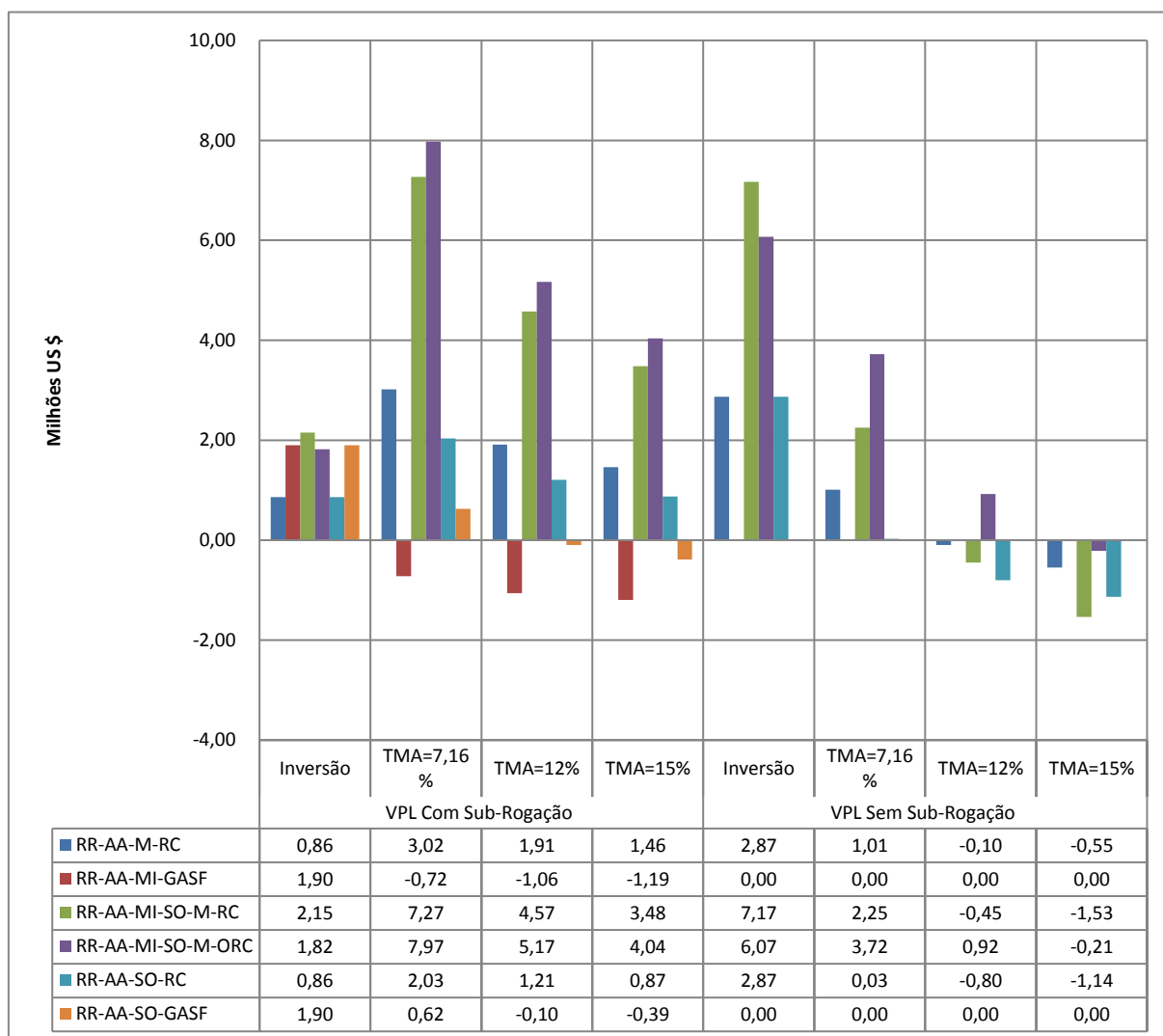


Figura 4.29 – Custo de Investimento e VPL para as cidades de Alto Alegre no Estado de Roraima

Para o município de Alto Alegre foram considerados seis casos diferentes, todos são viáveis considerando a Sub-Rogação do governo, e sem sub-rogação com uma TMA de 7,16%, é viável a tecnologia de Ciclo Rankine e Ciclo Rankine Orgânico, para os resíduos de mandioca

e a utilização conjunta de resíduos de Milho, Soja e Mandioca. A melhor opção é a tecnologia de Ciclo Rankine Orgânico com a unificação de resíduos de Milho, Soja e Mandioca.

O quinto destes é o município de Cantá. A Figura 4.30 mostra o comportamento do VPL dos casos simulados para este município, nos diferentes cenários propostos.

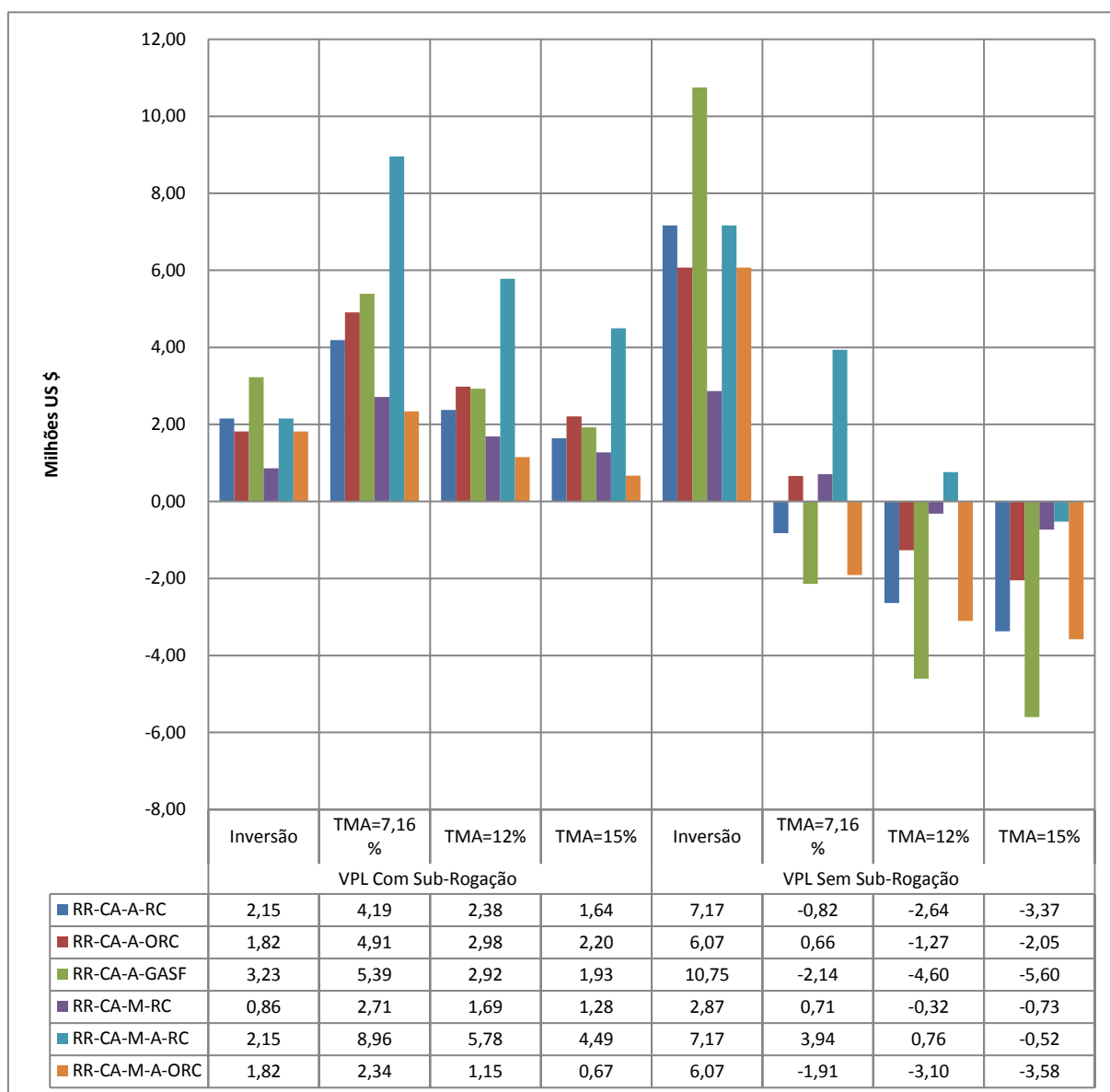


Figura 4.30 – Custo de Investimento e VPL para as cidades de Cantá no Estado de Roraima

Para o município de Cantá foram considerados seis casos diferentes, todos são viáveis considerando a Sub-Rogação do governo nos 3 diferentes cenários. Além disso, sem a Sub-Rogação e com uma TMA de 7,16% é viável a tecnologia de Ciclo Rankine e Ciclo Rankine

Orgânico e gaseificação para os resíduos de arroz e mandioca, e com uma TMA de 12% para a tecnologia de Ciclo Rankine, com a utilização conjunta de resíduos de arroz e mandioca. A melhor opção é a tecnologia de Ciclo Rankine com a unificação de resíduos de arroz e mandioca.

O sexto destes é o município de Normandia. A Figura 4.31 mostra o comportamento do VPL dos casos simulados para este município, nos diferentes cenários propostos.

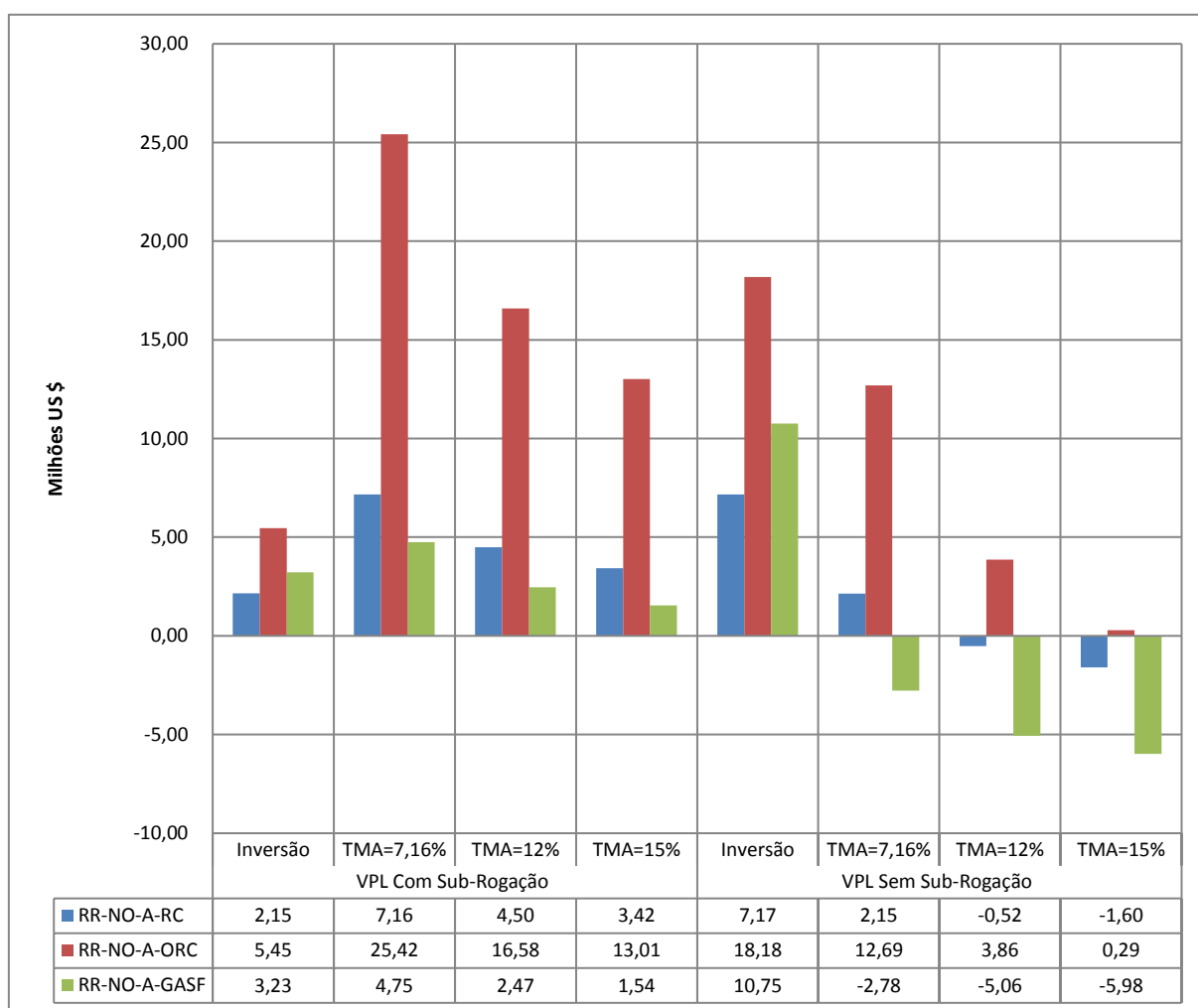


Figura 4.31 – Custo de Investimento e VPL para as cidades de Normandia no Estado de Roraima

Para o município de Normandia foram considerados três casos diferentes, todos são viáveis considerando a Sub-Rogação do governo nos 3 diferentes cenários. Além disso, sem a Sub-Rogação e com uma TMA de 15% é viável a tecnologia de Ciclo Rankine Orgânico, para

os resíduos de arroz. A melhor opção é a tecnologia de Ciclo Rankine Orgânico com os resíduos de arroz.

O último destes é o município de Rorainópolis. A Figura 4.32 mostra o comportamento do VPL dos casos simulados para este município, nos diferentes cenários propostos.

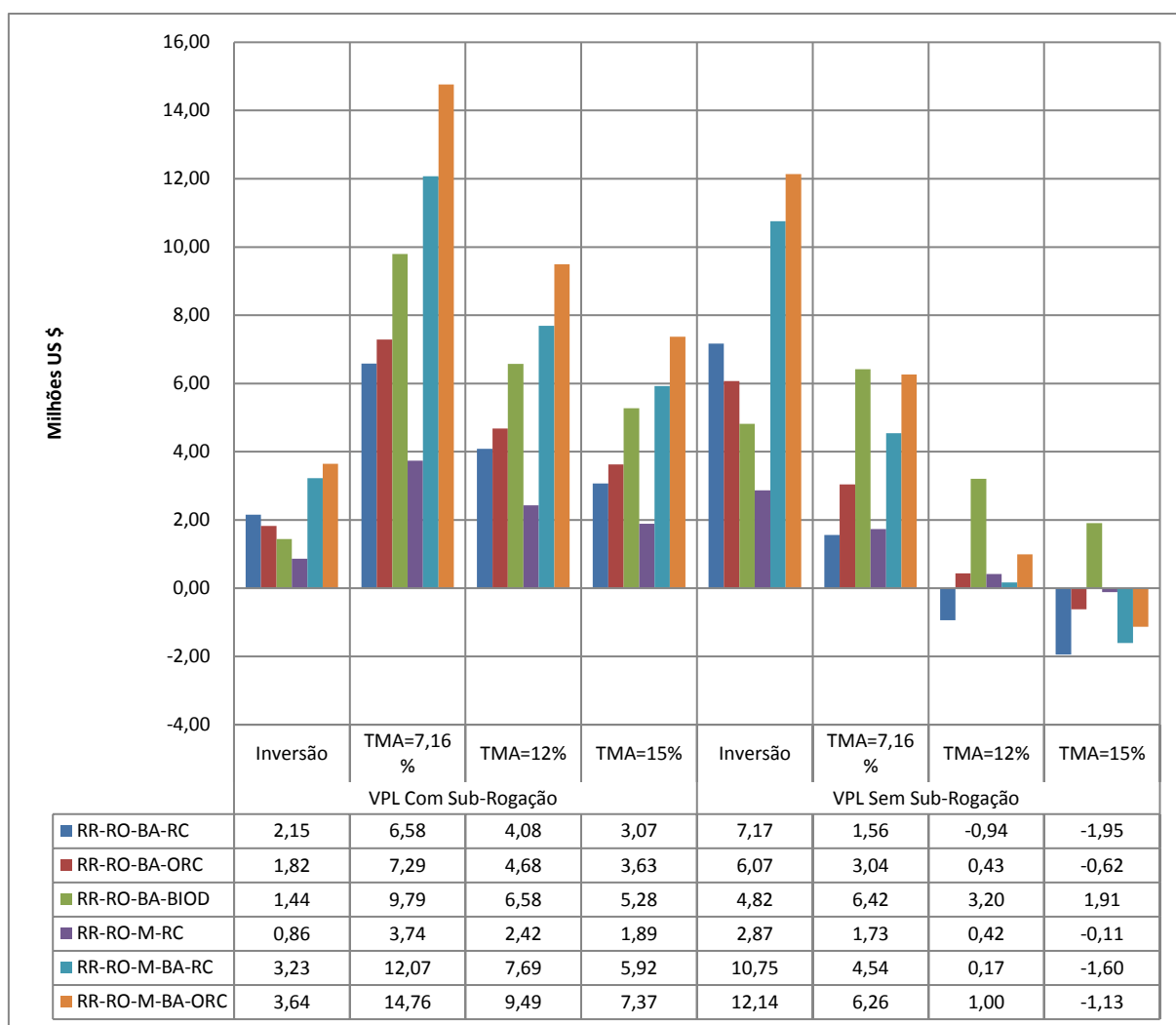


Figura 4.32 – Custo de Investimento e VPL para as cidades de Rorainópolis no Estado de Roraima

Para o município de Rorainópolis foram considerados seis casos diferentes, os quais todos são viáveis considerando a Sub-Rogação do governo, e sem sub-rogação com uma TMA de 15%, é viável a tecnologia de Biodigestão para os resíduos de banana. Este é o terceiro melhor caso encontrado até agora por não se ter tornado inviável, Isso por ter uma TIR maior do que taxa mínima de atratividade mais rigorosa deste trabalho.

Após se ter escolhido estas três tecnologias para estes 14 municípios, pode-se calcular os custos de geração poupados nas duas modalidades avaliadas neste trabalho (com e sem sub-rogação). A Figura 4.33 mostra os indicadores de custo de geração poupados para os diferentes casos propostos, esta figura foi construída com a diferença entre o custo de geração das comunidades isoladas contra o custo de geração com as diferentes tecnologias propostas para cada um dos casos.



Figura 4.33 – Custo de geração poupado com e sem Sub-Rogação

Os custos de geração poupados se encontram entre os USD\$ 78,47/MWh até USD\$ 292,43/MWh para os casos sem sub-rogação, e entre os USD\$ 190,09/MWh até USD\$ 343,07/MWh para os casos com sub-rogação. O resumo dos 14 casos com os melhores resultados é apresentado na Tabela 4.8, Tendo 6 casos para o Ciclo Rankine , 4 para Ciclo

Rankine Orgânico e 4 de biodigestão, 2 destes casos precisam a ajuda do governo com a sub-rogação.

Tabela 4.8 – Casos escolhidos por estado, cenário, tipos de resíduos e tecnologia

Estado	Cenários	Resíduos	Ciclo Rankine	Ciclo Rankine Orgânico	Biodigestão
Rondônia	Sub-Rogação	Mandioca	1	-	-
Acre	7,16%	Mandioca	1	-	-
Tocantins	7,16%	Milho Soja	1	-	-
Pará	7,16%	Banana Milho	1	-	-
	12%	Abacaxi	-	-	1
	15%	Banana	-	-	2
Roraima	Sub-Rogação	Mandioca	1	-	-
	7,16%	Arroz		1	-
	12%	Arroz	1	-	-
		Milho Soja Mandioca	-	1	-
		Mandioca Arroz	-	1	-
	15%	Arroz	-	1	-
		Banana	-	-	1

4.2. Resultados finais

As pesquisas e até mesmo a implementação de sistemas de geração de energia por meio de fontes renováveis na atualidade já é uma realidade. No Brasil tem-se uma grande variedade de estudos com a finalidade da determinação do potencial de geração de energia pelo aproveitamento de resíduos agrícolas [109,110,123,129,130,132,133].

A Figura 4.34 mostra o resumo das quantidades de municípios e usinas óleo diesel na Região Norte.

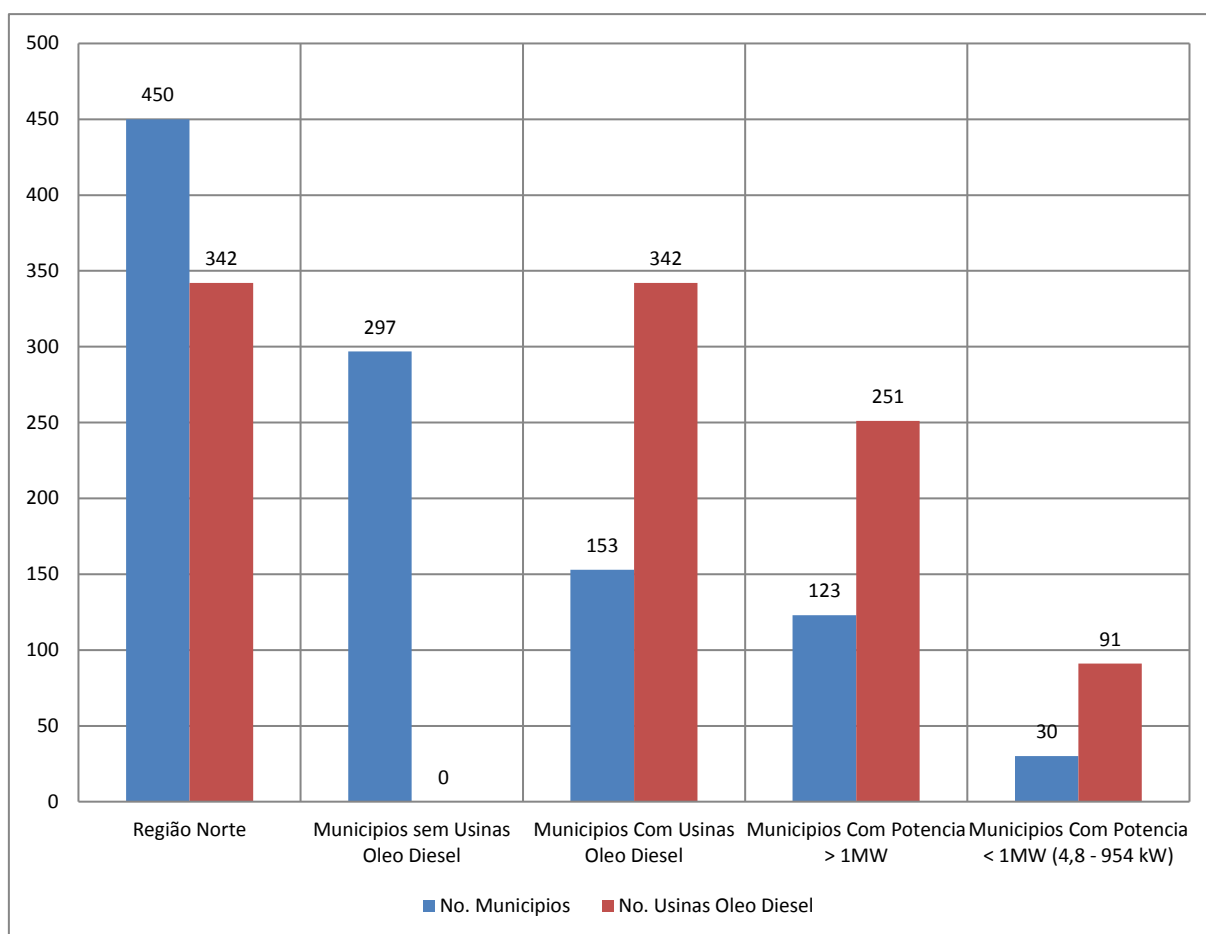


Figura 4.34 – Municípios e Usinas da Região Norte

A Figura 4.34 mostra que a Região Norte conta com 450 municípios, destes 153 contam com usinas óleo diesel para a geração de energia e ao mesmo tempo possuir resíduos de lavouras. Deste foram escolhidos 30 municípios, pelo fato de cumprirem com as limitações de estudo deste trabalho (potências inferiores a 1000 kW, e presença de resíduos das lavouras). Para estes 30 municípios tem-se um total 91 usinas termoelétricas a óleo diesel com potências desde 4,8 até os 954 kW.

Visando o remplazo das usinas óleo diesel com sistemas de geração a partir de resíduos de biomassa foram escolhidas as tecnologias de Ciclo Rankine, Ciclo rankine Orgânico, gasificação e biodigestão, de acordo ao capítulo anterior as eficiências de conversão utilizadas para a determinação da geração de potência nas diferentes configurações são mostradas na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 – Eficiências dos sistemas para as tecnologias de acordo a sua faixa de potencia

Potencias (kW)	RC	ORC	BIOD.	GASEF (Casca)	GASEF (Palha)	GASEF (R. Cana)
100	-	-	9,79%	12,00%	12,20%	12,70%
200	10,79%	-	10,61%	13,00%	13,30%	13,80%
300	11,00%	9,48%	11,42%	14,00%	14,30%	14,80%
400	-	11,04%	-	-	-	-
500	11,07%	12,75%	12,65%	15,50%	15,80%	16,40%
600	-	13,83%	-	-	-	-
750	12,41%	-	-	-	-	-
800	-	14,74%	13,46%	16,50%	16,80%	17,50%
1000	13,80%	16,20%	14,28%	17,50%	17,90%	18,60%
1250	15,39%	17,37%	14,89%	18,30%	18,60%	19,30%
1500	16,78%	18,16%	15,50%	19,00%	19,40%	20,10%

A Figura 4.35 mostra graficamente as quantidades dos casos avaliados de acordo com as diferentes tecnologias, e como foram estes avaliados tecnicamente ao longo do trabalho.

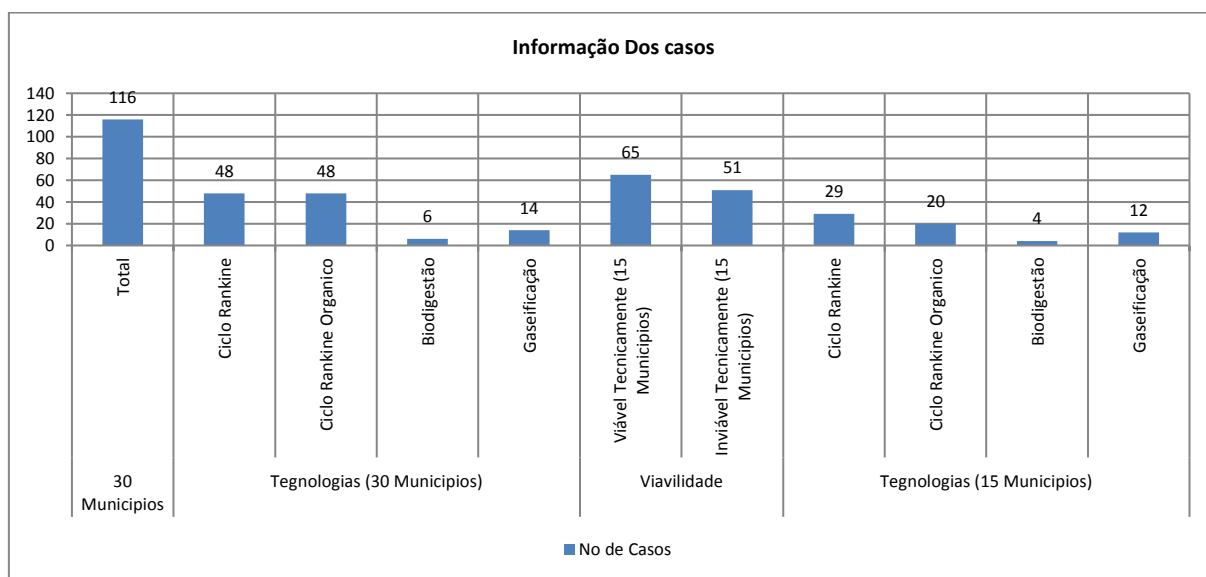


Figura 4.35 – Informação Dos casos de acordo com a sua tecnologia

Na Figura 4.35 são mostrados todas as diferentes etapas de avaliação deste trabalho, tendo como ponto de início 116 casos (48 do Ciclo Rankine, 48 do Ciclo Rankine Orgânico, 6 de biodigestão e 14 de gaseificação), do total 65 contam com viabilidade técnica, sendo 29 de Ciclo Rankine, 20 de Ciclo Rankine Orgânico, 4 de biodigestão e 12 de gaseificação.

A Figura 4.36 mostra a Viabilidade Econômica dos casos sem Sub-rogação e Com Sub-rogação

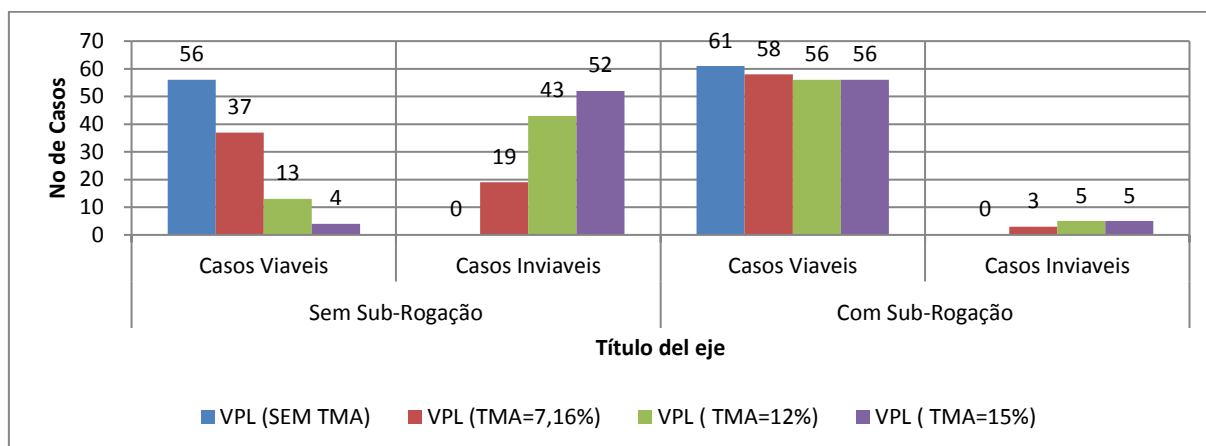


Figura 4.36 – Viabilidade Econômica dos casos sem Sub-rogação e Com Sub-rogação

Avaliando-se cada município, de acordo com o mencionado acima, foi determinado que os casos com viabilidade econômica correspondem a 14 municípios, encontram-se estas informações na Tabela 4.10. Nesta tabela encontram-se as informações dos domicílios atendidos pelas tecnologias propostas, a porcentagens de atendimento, e a quantidade de potência disponível (potência que poderia ser gerada pelos sistemas propostos), e a potência a serem instaladas nestes locais.

Tabela 4.10 – Casos Escolhidos, % de atendimento e potência a ser instalada

Tecnologia	Caso / Unidade	No de domicílios de por a Usina Oleo Diesel	No de domicílios Atendidos pela tecnologia proposta	Porcentagem de Atendimento pela tecnologia proposta	Quantidade de Potência disponível para geração (kW)	Potencia a Instalar
						(kW)
Ciclo Rankine	RO-GM-M	3676	416	11,32%	108,03	200
	AC-JO-M	4457	595	13,34%	154,33	200
	TO-PA-MI-SO	3676	5107	100,00%	1325,52	1000
	PA-AV-BA-M	2404	950	39,51%	246,54	300
	RR-CA-M-A	4176	1792	42,91%	465,15	500
	RR-IR-M	1387	459	33,10%	119,18	200
Ciclo Rankine Orgânico	RR-AM-A	6650	4188	62,98%	1087,08	1250
	RR-BO-A	2068	12111	100,00%	536,8	600
	RR-NO-A	1261	6422	100,00%	1197,4	1250
	RR-AA-MI-SO-M	2235	1485	66,45%	385,4	400
Biodigestão	PA-AL-BA	308	6358	100,00%	80	100
	PA-CA-AB	2034	4630	100,00%	528	800
	PA-SFX-BA	1572	894	56,88%	232,07	300
	RR-RO-BA	4613	1597	34,61%	414,38	500

Na Tabela 4.10 encontram-se as informações da porcentagem de atendimento da potência demandada com a geração por biomassa e a potência dos equipamentos que teriam que ser instalados. A Figura 4.37 mostra o resumo dos casos escolhidos por região, tipo de tecnologia, cenário econômico e tipo de resíduo.

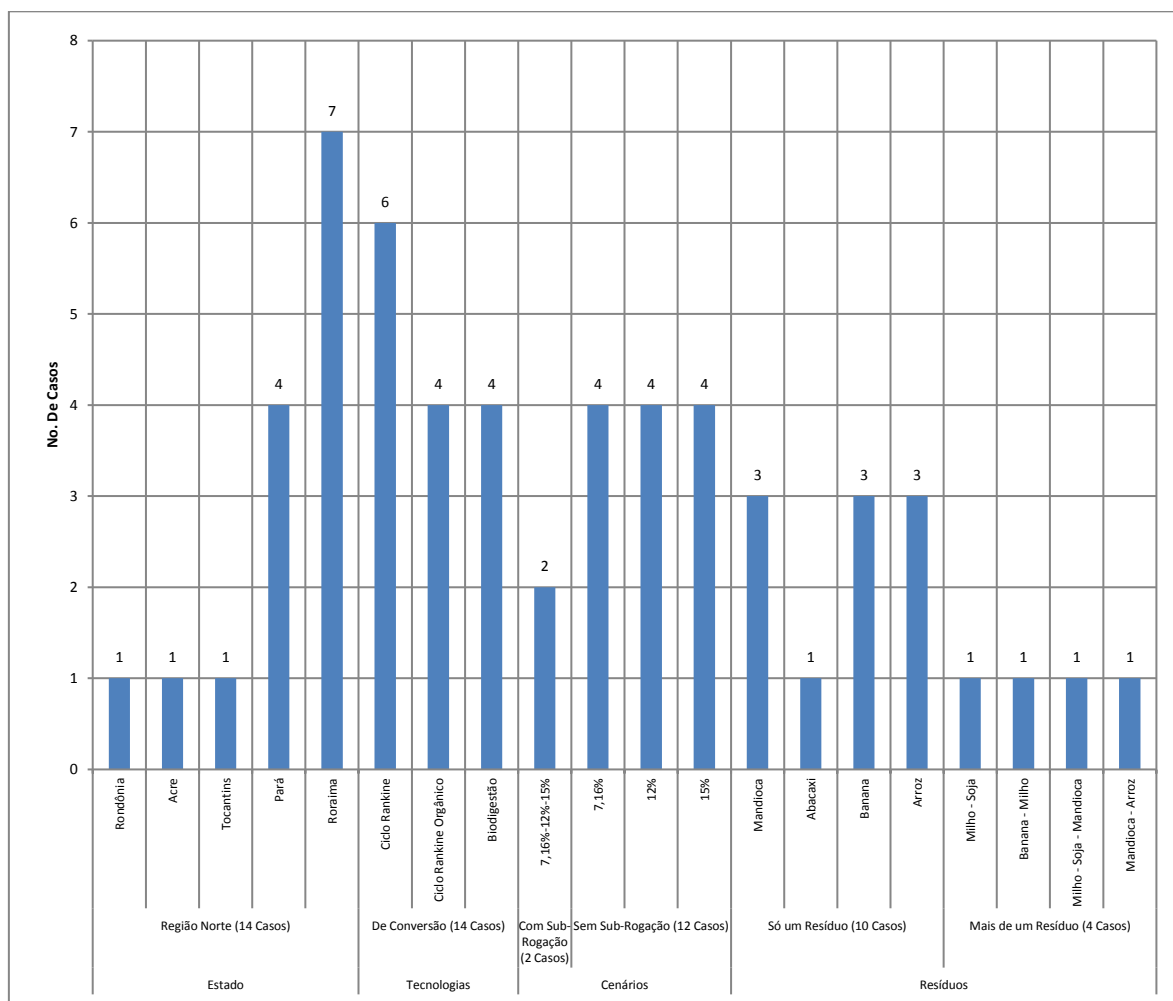


Figura 4.37 – Resumo dos casos escolhidos por Região, Tecnologia, Cenário e tipo de resíduo.

Na Figura 4.37 pode-se observar que foram escolhidos 6 casos com a tecnologia de Ciclo Rankine, 4 casos com a tecnologia de biodigestão e 4 casos com a tecnologia de Ciclo Rankine Orgânico. Fazendo uma análise por estado da união têm-se 1 caso no estado de Rondônia, 1 caso no estado de Acre, 1 caso no estado de Tocantins, 4 casos no estado de Pará e 7 casos no estado de Roraima.

Após a seleção dos casos, foram calculadas as economias geradas pelos sistemas de geração propostos em comparação com os custos de geração atuais. Estas informações encontram-se na Figura 4.38.

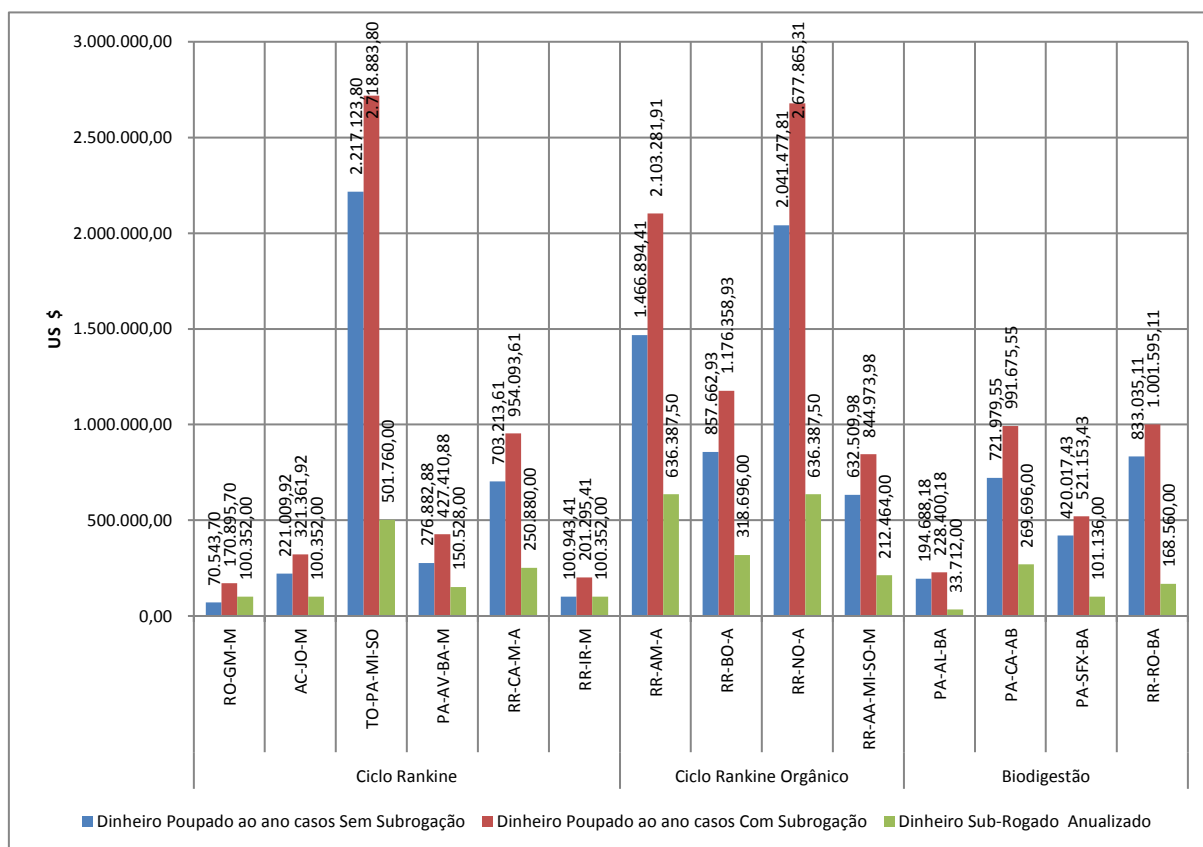


Figura 4.38 – Economia gerada pelos sistemas de geração de energia propostos

Pode-se ver que na grande maioria dos casos a economia gerada é muito maior que o dinheiro sub-rogado anualizado durante um período de vida de 20 anos. Só no caso de Guajará Mirim o dinheiro poupado sem a ajuda da sub-rogação é menor por US\$ 29.808,3 do dinheiro sub-rogado anualizado, isso acontece por que o município de guaraja mirin é o único no que o custo poupado na geração é menor aos US\$100/MWh.

5. Conclusões e Recomendações

Na presente dissertação foi realizada uma avaliação técnico-econômica de diferentes tecnologias de geração de eletricidade a partir da biomassa em escalas de potência inferiores a 1 MW, com o objetivo de aplicação em comunidades isoladas do Brasil.

Realizar uma revisão bibliográfica sobre o estado-da-arte das diferentes tecnologias de geração de eletricidade disponíveis para o aproveitamento energético de resíduos de biomassa.

Primeiramente foi realizada uma revisão bibliográfica sobre o estado da arte das diferentes tecnologias de geração de eletricidade disponíveis para o aproveitamento energético de resíduos de biomassa. Esta revelou que até o presente momento são escassos os estudos que se propuseram a analisar todas as lavouras de uma região no Brasil, que demonstro a relevância do presente estudo para este tipo de pesquisa. Além disso, na maioria dos casos os resíduos das lavouras são um problema para os agricultores pela difícil disposição que implica em altos custos. Estes resíduos são, na maioria das vezes, enviados para a queima direta o que implica em poluição para o meio ambiente além de uma perda de energia aproveitável.

Desenvolver uma base de dados com as informações dos custos, fabricantes e estado atual de desenvolvimento de cada tecnologia de geração de eletricidade a partir de biomassa.

Nesta revisão também pode-se encontrar o estado atual de desenvolvimento de cada tecnologia de geração de eletricidade a partir de biomassa. Além disso com a finalidade de caracterizar estas tecnologias foram desenvolvidas algumas tabelas ao longo do trabalho nas que podem-se encontrar informações de custos e fabricantes, disponibilizadas no trabalho

Determinar as quantidades disponíveis dos diferentes tipos de resíduos de agricultura (lavouras) na região Norte do Brasil.

Mais adiante foram determinadas as quantidades disponíveis dos diferentes tipos de resíduos de agricultura (lavouras), na Região Norte, onde se observou a existência de um grande potencial de geração de energia com os resíduos das lavouras. Os resíduos que estão disponíveis com as maiores quantidades na sua geração são: O de arroz, de mandioca, de milho, de banana, de abacaxi e de soja, todos possuindo geração de resíduos acima das 10 toneladas. As biomassas

escolhidas para a realização das simulações neste trabalho são a mandioca, o arroz, o milho, a soja, a cana de açúcar, a banana e o abacaxi. Nestas simulações foram consideradas diversas tecnologias de geração, sendo Ciclo Rankine, Ciclo Rankine Orgânico, biodigestão e gaseificação.

Avaliar as diferentes alternativas selecionadas para a geração de energia segundo os critérios termodinâmicos.

Após do cruzamentos dos bancos de dados do IBGE e a ANEEL foi possível determinar os municípios com potencias inferiores a 1 MW, foi determinado o potencial de geração de resíduos e potência para cada um dos municípios, já ao ter estes dados foram possível realizar a Avaliação termodinâmica das diferentes alternativas selecionadas, como resultado obtém-se um total de 116 casos avaliados e distribuídos assim: 48 casos para o ciclo Rankine, 48 para Ciclo Rankine Orgânico, 14 para a gaseificação e 6 para a biodigestão. Destes 65 casos tem viabilidade técnica, sendo 29 casos para o Ciclo Rankine, 20 para Ciclo Rankine Orgânico, 12 para a gaseificação e 6 para a biodigestão. As eficiências dos sistemas se encontram entre o 9.48% para o ORC (menor eficiência) ate o 20.1% para a gaseificação (maior eficiência).

Na repartição dos casos tem-se que o 41% dos casos são de Ciclo Rankine, o 41% dos casos são de Ciclo Rankine Orgânico, o 12 % são de gaseificação e 5% são de biodigestão. Dos casos 51 são considerados inviáveis e 65 casos viáveis, dos casos inviáveis 3% são de gaseificação, 16% são do Ciclo Rankine e 24% são do Ciclo Rankine Orgânico.

A viabilidade técnica dos 116 casos o 56% tem viabilidade tecnica, a participação por tecnologia é de 25% para Ciclo Rankine, 17% para Ciclo Rankine Organico, 9% para gaseificação e 5% para biodegestão (esta tecnologia foi a única que teve todos seus casos aprovados).

Avaliar economicamente as alternativas selecionadas, estabelecendo indicadores de desempenho para as diferentes tecnologias existentes e determinação dos fatores que mais contribuem para a viabilidade econômica das diferentes alternativas de geração selecionadas.

Finalmente foi feita a avaliação econômica dos casos estudados, utilizando os indicadores econômicos de desempenho estabelecidos foram o Valor Presente Liquido VPL e a Taxa Interna de Retorno TIR, pode-se observar que dos 65 casos com viabilidade técnica quatro

foram descartados por terem um fluxo de caixa líquido negativo. Dos 61 casos restantes quando tem-se considerado a sub-rogação do governo tem-se 3 casos no que a TIR é menor do que 7,16% tendo como resultado VPL negativo. Para a TMA de 7,16% têm-se 58 casos viáveis, e para TMA de 12 e 15% têm-se um total de 56 casos.

Foram encontrados alguns fatores externos (sub-rogação) que contribuem para o acréscimo da viabilidade econômica das diferentes alternativas de geração selecionadas, Durante a avaliação econômica o 89% dos casos foram aprovados ao ter sub-rogação e 57% em casos avaliados foram aprovados sem sub-rogação.

Sendo que sem sub-rogação têm-se cinco casos, que ao longo dos 20 anos não conseguiram recuperar os custos de investimento restando assim 56 casos. Dos casos restantes quando são considerados os casos sem sub-rogação do governo tem-se 19 casos nos quais a TIR é menor do que 7,16% tendo como resultado VPL negativo, para uma TMA de 7,16% têm-se 37 casos viáveis, para uma TMA de 12% têm-se 13 casos viáveis e para uma TMA de 15% têm-se 4 casos.

De todos os casos avaliados os custos de geração não foram maiores do que o maior custo de geração com usinas óleo diesel (US\$475,85/MWh), exceto para 2 dos casos, sendo que os 59 casos restantes representaram uma economia de dinheiro para a conta de consumo de combustíveis, por ter um custo menor de geração.

Nos casos escolhidos os resíduos de banana e mandioca são os que tem a maior quantidade de casos escolhidos, só o 14% dos casos precisariam da participação do governo para poder ser implementados, o 62% dos casos são de combustão direta da biomassa (Ciclo Rankine é Ciclo Rankine Orgânico), o estado que conta com a maior quantidade de casos escolhidos é Rondônia.

Foram feitas as análises dos casos por município, onde foi escolhido o caso com uma melhor viabilidade para geração neste local, tendo como resultado seis casos com a tecnologia de Ciclo Rankine, quatro casos com a tecnologia de biodigestão e quatro casos com a tecnologia de Ciclo Rankine Orgânico. Fazendo uma análise por estado têm-se um caso no estado de Rondônia, um caso no estado de Acre, um caso no estado de Tocantins, quatro casos no estado de Pará e sete casos no estado de Roraima.

A análise dos diferentes cenários propostos, revelam a existência de dois casos que precisam da intervenção do governo com a sub-rogação para sua implementação (cenário otimista), quatro casos sem a intervenção de governo, com uma TMA de 7,16% (Taxa recomendado pela ANEEL) para sua implementação (cenário conservador).

Além disso, têm-se quatro casos sem a intervenção de governo e avaliado com uma TMA de 12% e quatro casos sem a intervenção de governo e avaliado com uma TMA de 15% (cenário pessimista), o que resulta em um total de 14 casos.

Fazendo a análise pelo tipo de resíduo utilizado para a geração da energia têm-se que três dos casos escolhidos são com resíduos de mandioca, três casos com resíduos de banana, três casos com resíduos de arroz, um dos casos com resíduos de abacaxi e finalmente nos casos especiais de resíduos unificados têm-se um total de quatro casos, um caso com resíduos de milho – soja, um caso com resíduos de banana - milho, um caso com a combinação mandioca – arroz e finalmente um caso como milho – soja – mandioca.

Dificuldades e recomendações

Uma das maiores dificuldades durante a realização deste trabalho foi a pouca informação encontrada sobre a geração de energia em comunidades isoladas, o qual abre uma porta para que novas pesquisas sejam desenvolvidas, além disso foi evidenciado que a maioria dos softwares utilizados para a simulação destes sistemas são de difícil acesso, o que seria o início para que em futuras investigações possam se desenvolver softwares de tipo livre neste tipo de implementações, (caso das tecnologias de Ciclo Rankine Orgânico, biodigestão e gaseificação). Em função disso a determinação do potencial de geração destas tecnologias foram feitas por meio de equacionamento matemático.

Para estudos futuros se recomenda acrescentar na pesquisa outros tipos de resíduos como os de extração vegetal, horticultura e silvicultura. Além disso, se recomenda avaliar as potências de 1 até 100 kW. Entre outros dos 116 casos iniciais, têm-se 51 que forem declarados como inviáveis tecnicamente por apresentarem esta condição.

6. Referências Bibliográficas

- [1] ALVES, L. A.; UTURBEY, W. Environmental degradation costs in electricity generation : The case of the Brazilian electrical matrix. *Energy Policy*, v. 38, n. 10, p. 6204–14, 2010.
- [2] BOCCI, E. et al. State of Art of Small Scale Biomass Gasification Power Systems: A Review of the Different Typologies. *Energy Procedia*, v. 45, p. 247–56, 2014.
- [3] HERRERA, I.; RUYCK, J. DE; OCAÑA, V. Environmental impact of decentralized power generation in Santa Clara City, Cuba: An integrated assessment based on technological and human health risk. *Applied Energy*, v. 109, p. 24–35, 2013.
- [4] CAIRNCROSS, E. K.; JOHN, J.; ZUNCKEL, M. A novel air pollution index based on the relative risk of daily mortality associated with short-term exposure to common air pollutants. *Atmospheric Environment*, v. 41, n. 38, p. 8442–54, Dec. 2007.
- [5] TURTÓS CARBONELL, L. et al. Assessment of the impacts on health due to the emissions of Cuban power plants that use fossil fuel oils with high content of sulfur. Estimation of external costs. *Atmospheric Environment*, v. 41, n. 10, p. 2202–13, Mar. 2007.
- [6] EUROPEAN COMMISSION. ExternE Externalities of Energy Methodology 2005 Update. Luxemburg: Peter Bickel and Rainer Friedrich, 2005.
- [7] LINARES, P.; MUÑOZ, L.; MONTES, J.; RAMOS, A. Internalization of externalities into energy decision-making: A model for the social optimization of the operation of electricity systems. Sta Cruz de Marcenado: Instituto de Investigación Tecnológica, p. 0–25, 1998.
- [8] GREENPEACE. [r] evolução energética: A Caminho Do Desenvolvimento Limpo. Brasília: Leonardo Medeiros, 2013.
- [9] ARCEO, Á. et al. Impacto Ambiental De Las Tecnologías De Aprovechamiento Energético De La Biomasa. *Tecnología Química*, v. 21, n. 2, p. 98–105, 2001.
- [10] VAN DEN BROEK, R. et al. Electricity generation from eucalyptus and Bagasse by sugar mills in Nicaragua: A comparison with fuel oil electricity generation on the basis of costs, macro-economic impacts and environmental emissions. *Biomass and Bioenergy*, v. 19, n. 5, p. 311–335, 2000.

- [11] ALI, O.; HOSSEIN, G.; HOOMAN, F. Energy efficiency improvement analysis considering environmental aspects in regard to biomass gasification PSOFC/GT Power Generation System. *Procedia Environmental Sciences*, v. 17, p. 831–41, 2013.
- [12] SANTISIRISOMBOON, J. Impacts of biomass power generation and CO₂ taxation on electricity generation expansion planning and environmental emissions. *Energy Policy*, v. 29, n. 2001, p. 975–85, 2001.
- [13] CHIRADEJA, P.; RAMAKUMAR, R. An approach to quantify the technical benefits of distributed generation. *IEEE Transactions on energy conversion*, v. 19, n. 4, p. 764–773, 2004.
- [14] OSCOZ, B. M. Diseño y análisis de una central térmica de biomasa con 2 MWe de potencia eléctrica. ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN, 2013.
- [15] REN 21. Renewables 2014 Global Status Report. Paris: Lisa Mastny, RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21st CENTURY, 2014.
- [16] IRENA. Renewable Energy Market Analysis Latin America, IRENA, Abu Dhabi, 2016.
- [17] ANNEL. (BRASIL). Matriz de Energia Elétrica, 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>. Acesso em: 1 de nov. 2015.
- [18] EPE; MME. Balanço Energético Nacional 2014 | Relatório Síntese | Ano base 2013, Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE , 2014.
- [19] ELETROBRAS. Sistemas Isolados. 2014. Disponível em: <<https://www.eletrobras.com/elb/main.asp?Team=%7BF6839649-9BFF-4C62-A77C-21863DBA3F48%7D>>. Acesso em: 16 de nov. 2014.
- [20] ELETROBRAS. Sistemas Elétricos Isolados (Ciclo de planejamento 2009) Análise do Mercado de Energia Elétrica. Rio de Janeiro: Grupo Técnico Operacional da Região Norte, 2010.
- [21] MME. Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro. Brasília: Guilherme Silva de Godoi, 2016.
- [22] BORGES DA CUNHA, K.; WALTER, A.; REI, F. CDM implementation in Brazil's rural and isolated regions: the Amazonian case. *Climatic Change*, v. 84, n. 1, p. 111–29, Jun. 2007.

- [23] ANNEL. (BRASIL). Tarifa Média por Classe de Consumo e por Região. 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=550>> Acesso em: 1 de nov. 2015.
- [24] ANNEL. (BRASIL). ANEXOS Resolução Normativa nº 427, de 22/2/2011. 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2011427_2.pdf> Acesso em: 1 de nov. 2015.
- [25] ANDRADE, C. S. Energia Elétrica E As Populações Tradicionais Do Estado Do Amazonas: Aprendizados a Partir Da Experiência Na Comunidade Do Roque Na Reserva Extrativista Do Médio Juruá. Tese da Universidade Federal Do Rio De Janeiro, 2010.
- [26] SILVA, T. R. Metodologia para a determinação teórica da potência ótima conseguida a partir da combustão do biogás gerado em aterro sanitário: Estudo de caso do aterro sanitário de Itajubá-MG. Tese da Universidade Federal De Itajubá, 2012.
- [27] SALOMÓN, M.; SAVOLA, T.; MARTIN, A. Small-scale biomass CHP plants in Sweden and Finland. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, n. 9, p. 4451–65, 2011.
- [28] IEA. World Energy Outlook 2012. 2012. Disponível em: <<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Portuguese.pdf>> Acesso em: 30 de jan. de 2016.
- [29] IRENA. Renewable Energy Road Map. 2016. Disponível em: <<http://www.irena.org/remap/>> Acesso em: 3 de jan. de 2016.
- [30] TIAGO FILHO, G. L. et al. Pequenos Aproveitamentos Hidroelétricos Soluções Energéticas para a Amazônia. 1. ed. Brasília. Ministério de Minas e Energia, 2008.
- [31] RIBEIRO DE SOUZA, L. A. et al. Isolated Micro-Grids With Renewable Hybrid Generation : The Case of Lençóis Island. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 2, n. 1, p. 1–11, 2011.
- [32] MIF, UKDFID, POWERAFRICA, BLOOMBERG, et al. CLIMATE SCOPE 2014 Mapping the Global Frontiers for Clean Energy Investment. Disponível em: <<http://www19.iadb.org/intal/intalcdi/PE/2014/14904en.pdf>> Acesso em: 15 de feb. de 2015.
- [33] AMBIENTE ENERGIA. Matriz energética brasileira ganha destaque na ONU. Disponível em: <<https://www.ambienteenergia.com.br/index.php/2014/06/matriz-energetica-brasileira-ganha-destaque-em-forum-da-onu/24181>> Acesso em: 15 de jul. de 2014.

- [34] SOARES GOMES, C. DA G. Noções De Geração De Energia Utilizando Algumas Fontes De Baixo Impacto Ambiental. Tese - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.
- [35] SINGH, B.; STRØMMAN, A.; HERTWICH, E. Scenarios for the environmental impact of fossil fuel power: Co-benefits and trade-offs of carbon capture and storage. *Energy*, v. 45, p. 762–70, 2012.
- [36] BRAUN, S., APPEL, L., SCHMAL, M. máquinas de combustão interna movidas à diesel– A questão dos particulados. Estratégias atuais para a redução e controle das emissões e tendências futuras. *Química Nova*, v. 27, n. 3, p. 472–82, 2003.
- [37] DHINGRA, H.; PEPPEY, B. Sensitivity analysis of a 1 kW diesel-fuelled SOFC generator: A single and paired-variable study. *Journal of Power Sources*, v. 239, p. 527–37, 2013.
- [38] PRASAD, R.; BELLA, V. A Review on Diesel Soot Emission, its Effect and Control. *Bulletin of Chemical Reaction Engineering & Catalysis*, v. 5, n. 2, p. 69–86, 2010.
- [39] ANEL, (BRASIL). Atlas de Energia Electrica do Brasil, Brasilia, 2008, Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>> Acesso em: 1 de jun. de 2014.
- [40] GENOVESE, A. L.; MORALES UDAETA, M. E.; RIBEIRO GALVAO, L. C. Aspectos energéticos da biomassa como recurso no Brasil e no mundo. 2006. Em: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 6., 2006, Campinas. Proceedings online. Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022006000100021&lng=en&nrm=abn>. Acesso em: 1 de jul. de 2015.
- [41] WOOD, W. A.; KELLOGG, S. T., Biomass. B: Lignin, pectin and chitin. III: Chitin, *Methods in enzymology*. v. 161, p. 401-529, 1988.
- [42] MCKENDRY, P. Energy production from biomass (part 1): overview of biomass. *Bioresource Technology*, v. 83, n. 1, p. 37–46, 2002.
- [43] FREITAS PINHEIRO, G. Estudo Da Inserção De Usinas De Geração A Biomassa De Resíduos No Sistema Elétrico Do Estado Do Pará. Tese - Universidade Federal Do Pará, 2011.
- [44] RINCÓN MARTÍNEZ, J. M. et al. Bioenergía: Fuentes, conversión y sustentabilidad. 1ª Edición ed. Bogotá, José María Rincón Martínez, Electo Eduardo Silva Lora, 2015.

- [45] DI LASCIO, M. A.; FAGUNDES BARRETO, E. J. Energia e Desenvolvimento Sustentável para a Amazônia Rural Brasileira : Eletrificação de Comunidades Isoladas. Brasília, Ministério de Minas e Energia, 2009.
- [46] BARROS, R. M. Tratado Sobre Resíduos Sólidos - Gestão, Uso e Sustentabilidade. Rio de Janeiro, Ed. Acta Interciência, 2012.
- [47] DE BRITO NETO, O. B. Atendimento de energia elétrica domiciliar para comunidades isoladas de baixa potência do interior do estado do Pará através de um gaseificador de 1kW, Tese - Universidade Federal do Pará, 2006.
- [48] ELETROBRAS. Alternativas tecnológicas. Disponível em: <<http://www.eletrobras.gov.br/ELB/data/Pages/LUMISB03EC78APTBRIE.htm>>. Acesso em: 12 de feb. de 2015.
- [49] ANNEL, (BRASIL). Resolução Normativa No. 482 de 17 de Abril de 2012, 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/100/documento/ren_-_alteracoes_-_482.pdf>. Acesso em: 1 de feb. de 2015.
- [50] MCKENDRY, P. Energy production from biomass (Part 2): Conversion technologies. Bioresource technology, v. 83, n. 2, p. 47–54, May 2002.
- [51] GOLDEMBERG, J. Biomassa e Energia. Química Nova, Universidade de São Paulo v. 32, n. 3, p. 582–7, 2009.
- [52] HORTA NOGUEIRA, L. A.; SILVA LORA, E. E. Dendroenergia: Fundamentos e Aplicações. 2º. ed. Rio de Janeiro, ANEEL, 2000.
- [53] LORA, E. S.; ANDRADE, R. V. Biomass as energy source in Brazil. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 13, n. 4, p. 777–88, May 2009.
- [54] MARÍN BERNAL, J.; GUIJARRO CASTRO, C. Analisis Técnico-Economico De La Tecnología De Gasificación Por Plasma Aplicada A La Gestión De Residuos Sólidos Urbanos, Tese - Universidad Pontificia de Comillas, 2014.
- [55] MIGLIORINI, A. J. Desinficação de biomassa florestal. Série Técnica IPEF, Piracicaba,v. 1, n 2, p. C1–C9, 1980.
- [56] MCKENDRY, P. Energy production from biomass (Part 3): Gasification technologies. Bioresource technology, v. 83, n. 1, p. 55–63, May 2002.

- [57] OLIVEIRA, S. Tecnologia de Fabricação de Biocombustíveis II Capítulo 3 - Extração e refino de óleo vegetal. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte, 2009.
- [58] DA SILVA MAFRA, A. P. et al. Estudo da extração de óleo vegetal da semente de mamona. IV CONNEPI, 2009. Disponível em: <<http://portal.ifrn.edu.br/pesquisa/eventos/connepi>>. Acesso em: 1 de jan. de 2014.
- [59] WILLEMS, P.; KUIPERS, N. J. M.; DE HAAN, A. B. Hydraulic pressing of oilseeds: Experimental determination and modeling of yield and pressing rates. *Journal of Food Engineering*, v. 89, n. 1, p. 8–16, Nov. 2008.
- [60] LORA, E.; VENTURINI, O. Biocombustíveis. Itajuba: v. 2. Editora Interciencia, 2012.
- [61] SADHUKHAN, J. et al. Performance analysis of integrated biomass gasification fuel cell (BGFC) and biomass gasification combined cycle (BGCC) systems. *Chemical Engineering Science*, v. 65, n. 6, p. 1942–54, 2010.
- [62] UPADHYAY, T. et al. Economic feasibility of biomass gasification for power generation in three selected communities of northwestern Ontario, Canada. *Energy Policy*, v. 44, p. 235–44, 2012.
- [63] SILVA LORA, E. E.; ANDRADE, R. V.; ARADAS, M. E. C. Geração Elétrica Em Pequena Escala A Partir Da Gaseificação De Biomassa. *Proceedings of the 5th Encontro de Energia no Meio Rural*, p. 0–10, 2004.
- [64] IDAE; BESEL. Biomasa: Digestores anaeróbios, IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), BESEL, S.A. (Departamento de Energía), Editora IDAE, 2007.
- [65] ANDRADE, R. Gaseificação de biomassa: uma análise teórica e experimental. Tese - Universidade Federal De Itajubá, 2007.
- [66] PUC-RIO. Motor de Combustão Interna, 2007, Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/14548/14548_3.PDF>, Acesso em: 1 de jan. de 2015.
- [67] FINKELSTEIN, T.; ORGAN, A. J. Air Engines, The History, Science, and Reality of the Perfect Engine, The American Society of Mechanical Engineers, New York, 2001.
- [68] BARROS, R. W. Avaliação Teórica e Experimental do Motor Stirling Solo 161 Operando com Diferentes Combustíveis. Tese - Universidade Federal De Itajubá, 2005.

- [69] BOYCE, M. P. GasTurbine Engineering Handbook. 2^a. ed. Gulf professional Publishing, Butterworth-Heinemann Boston, 2001.
- [70] KAUTZ, M.; HANSEN, U. The externally-fired gas-turbine (EFGT-Cycle) for decentralized use of biomass. Applied Energy, v. 84, n. 7-8, p. 795–805, Jul. 2007.
- [71] KALTSCHMITT, M.; STREICHER, W.; WIESE, A. Renewable Energy - Technology, Economics and Environment. Springer Berlin Heidelberg New York, 2007.
- [72] RODGERS, C.; ARROYO, N. 25-5 kW MICROTURBINE DESIGN ASPECTS. Proceedings of ASME TURBOEXPO 2000, p. 0–11, 2000.
- [73] KOLANOWSKI, B. Guide to Microturbines. 1^a. ed. Georgia, The Fairmont Press, INC. Lilburn, Georgia and Marcel Dekker, INC. New York and Basel, 2005.
- [74] FAGUNDES BARRETO, E. J. et al. Tecnologias de Energias Renováveis Soluções Energéticas para a Amazônia. 1. ed. Brasília, Ministério de Minas e Energia, 2008.
- [75] MORAN, M. J.; SHAPIRO, H. N. Fundamentals of Engineering Thermodynamics. 5. Ed, John Wiley & Sons, Inc, 2006
- [76] RODRIGUES DE FREITAS, M., Avaliação Do Potencial Energético Dos Resíduos Sólidos Dos Lagares Do Alentejo. Tese - Universidade Técnica De Lisboa, 2007.
- [77] FOSTER WHEELER. Industrial Steam Generators, FW Biomass Grate Boiler Supplied To Kiani Kertas' Indonesia Plant In 1992, Industrial, Usa, 2013.
- [78] DRESCHER, U.; BRÜGGEMANN, D. Fluid selection for the Organic Rankine Cycle (ORC) in biomass power and heat plants. Applied Thermal Engineering, v. 27, n. 1, p. 223–8, Jan. 2007.
- [79] QUOILIN, S. et al. Techno-economic survey of Organic Rankine Cycle (ORC) systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 22, p. 168–86, Jun. 2013.
- [80] SPILLING. Spilling Steam Engine Quotation, 2008. Disponível em: <<http://www.spilling.info/products/steam-turbines.html>>, Acesso em: 12 de jun. de 2014.
- [81] ELLIOTT GROUP. YR Steam Turbines, Jeannette, 2013, Disponível em: <<http://www.elliott-turbo.com/YR-Turbines>>, Acesso em: 2 de jan. de 2015.

- [82] SIEMENS. Industrial Power, Turbines for Biomass Plants, Products for Biomass-fired Power Generation and District Heating & Cooling Applications, 2014, Disponível em: <[www.siemens.com / energy](http://www.siemens.com/energy)>, Acesso em: 1 de jun. de 2015.
- [83] TGM. Turbinas A Vapor, 2014. Disponível em: <<http://www.grupotgm.com.br/en/>>, Acesso em: 11 de abr. de 2014.
- [84] SPILLING. Steam Turbines, 2015. Disponível em: < http://www.ahk-italien.it/fileadmin/ahk_italien/Dokumente/Erneuerbare_Energien/13-Mantova_Spilling_01.pdf>, Acesso em: 20 de oct. de 2015.
- [85] TEXAS INDUSTRIAL LTDA. Turbinas Múltiplo Estágio (Baixamédia Potência). Disponível em: <<http://www.texas.com.br/produtos/turbinas-multiestagio-acao/contrapressao-serie-tx-me/>>, Acesso em: 12 de mar. de 2014.
- [86] SIEMENS. Siemens Organic Rankine Cycle Waste Heat Recovery with ORC, 2014. Disponível em: <<http://www.energy.siemens.com/nl/pool/hq/power-generation/steam-turbines/orc-technology/presentation-siemens-organic-rankine-cycle.pdf>>, Acesso em: 30 de jan. de 2015.
- [87] ADORATEC. Adoratec ORC – Standard Modules for Combined Heat and Power generation (CHP), 2009. Disponível em: <http://www.adoratec.com/download/adoratec_delivery_program_June09.pdf>, Acesso em: 20 de oct. de 2013.
- [88] PAUL, D. Organic Rankine Cycle Technology Pratt & Whitney-Turboden, 2010, Disponível em: <<http://movaria.com/catalogos-productos/ORC%20Brochure%20610.pdf>>, Acesso em: 2 de jul. de 2013.
- [89] SPILLING. Steam engines, 2016, Disponível em: <<http://www.spilling.info/products/steam-engines.html>>, Acesso em: 30 de jun. de 2016.
- [90] AQUA LIMPIA ENGINEERING. Biodigestores. 2015, Disponível em: <www.aqualimpia.com/home.htm>, Acesso em: 2 de may. de 2015.
- [91] SANSUY. Vinibiodigestor é o destaque da Sansuy na Fipppa. 2014, Disponível em: <<https://www.logismarket.ind.br/sansuy/vinibiodigestor-destaque-sansuy-fipppa/4626949681-2698894342-nd.html>>, Acesso em: 12 de mar. de 2014.
- [92] BIOS. Overview – Biomass Gasification BIOS.2015, BIOS BIOENERGIESYSTEME GmbH, Graz, Disponível em: <<https://www.logismarket.ind.br/sansuy/vinibiodigestor->

- destaque-sansuy-fippa/4626949681-2698894342-nd.html>, Acesso em: 2 de may. de 2015.
- [93] SIEMENS. Siemens Fuel Gasification Technology Fuel gasification technology for Integrated Gasification Combined Cycle and industrial applications, 2008. Disponível em:
<https://w3.siemens.com.cn/energy/cn/zh/FpowerGeneration/fuelgasifier/Documents/E_F_fuel_gasifier_en.pdf>, Acesso em: 12 de mar. de 2014.
- [94] KOÇOUSKI, Â. R. Desempenho Dos Serviços De Geração De Energia Elétrica Brasileira No Sistema Isolado, Tese - Escola de Administração de Empresas de Brasília da Fundação Getúlio Vargas, 2011.
- [95] ROSA, V. H. DA S. Energia Elétrica Renovável Em Pequenas Comunidades No Brasil: Em Busca De Um Modelo Sustentável. Tese - Universidade De Brasília, 2007.
- [96] IBGE. Tabela 13 - Domicílios particulares permanentes, por existência de energia elétrica, segundo as Grandes Regiões e as Unidades da Federação – 2010, Disponível em:
<http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/censo2010/resultados_preliminares/preliminar_tab_uf_zip.shtm>, Acesso em: 2 de mar. de 2014.
- [97] FAGUNDES BARRETO, E. J. et al. Combustão e gasificação de biomassa sólida: soluções energéticas para a Amazônia. 1. ed. Brasília, Ministério de Minas e Energia, 2008.
- [98] MORANTE, F.; ZILLES, R.; MOCELIN, A. Transferencia Tecnológica En Comunidades Amazónicas: algunos aprendizajes obtenidos a partir de proyectos utilizando la tecnología solar fotovoltaica. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, v. 11, n. 0329-5184, p. 25–32, 2007.
- [99] BACELLAR, A.; ROCHA, B. Wood-fuel biomass from the Madeira River: A sustainable option for electricity production in the Amazon region. Energy Policy, v. 38, p. 5004–12, 2010.
- [100] ELETROBRAS, Plano Anual de Operação dos Sistemas Isolados para 2017, Disponível em:
<<https://www.eletrobras.com/elb/services/eletrobras/contentmanagementplus/filedownload.thrsvc.asp?documentid=%7b8147e65f-842f-480a-9410-f9a91e3a2583%7d&serviceinstuid=%7b0935fe18-d0d5-4f86-86cd-e90163c6fb38%7d&interfaceinstuid=%7b1-f8fa73f-1d93-4f99-8526-2511906c1cd2%7d&interfaceuid=%7b72215a93-caa7-4232->

- a6a1-2550b7cbee2f%7d&channeluid=%7bcaf80669-3302-4273-a91e-392dc1f643d8-%7d&pageuid=%7bb4c86407-981d-4558-8ad6-5fa55ea569fe%7d&browsertype=ie&browserversion=6>. Acesso em: 30 de oct. 2016.
- [101] ANEEL, (BRASIL). Matriz Energética do Brasil USINAS do tipo Petróleo em Operação. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoGeracaoTipo.asp>>. Acesso em: 1 de Ago. 2014.
- [102] IBGE. Tabela 1612 - quantidade produzida da lavoura temporária e Tabela 1613 - quantidade produzida da lavoura permanente. 2014, Disponível em: <<https://sidra.ibge.gov.br/pesquisa/pam/tabelas>>. Acesso em: 1 de Ago. 2014.
- [103] TEIXEIRA DA SILVA, I.; OLIVEIRA DA SILVA, I.; PEREIRA DA ROCHA, B. Geração de energia a partir de resíduos de mandioca para agricultura familiar no Estado do Pará. p. 0–7, 2002. Em: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 4., 2002, Campinas. Proceedings online. Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022002000200005&lng=en&nrm=abn>. Acesso em: 1 de Ago. 2014.
- [104] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGETICA, NOTA TÉCNICA DEA 15/14 Inventário Energético de Resíduos Rurais. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2015%20-%2014%20-%2020Invent%C3%A1rio%20Energ%C3%A9tico%20de%20Res%C3%ADduos%20Rurais.pdf>>. Acesso em: 1 de Oct. 2015.
- [105] MUÑOS, D.; CUATIN, M. F.; PANTAJO, A. J. Potencial Energético De Residuos Agroindustriales Del Departamento Del Cauca, A Partir Del Poder Calorífico Inferior. Biotecnología en el Sector Agropecuario y Agroindustrial, v. 11, n. 2, p. 156–63, 2013.
- [106] LEONEL, M.; CEREDA, M. P.; ROAU, X. Aproveitamento do resíduo da produção de etanol a partir de farelo de mandioca, como fonte de fibras dietéticas. Ciência e Tecnologia de Alimentos, v. 19, n. 2, p. 241–5, May 1999.
- [107] QUAN, X. et al. Power generation from cassava alcohol wastewater: effects of pretreatment and anode aeration. Bioprocess and biosystems engineering, v. 37, n. 11, p. 2325–32, Nov. 2014.

- [108] ECN. Base de dados, ECN Phyllis classification. 2013, Disponível em: <<https://www.ecn.nl/phyllis2/Browse/Standard/ECN-Phyllis>>. Acesso em: 1 de Ago. 2014.
- [109] CARVALHO, F. C. DE. Disponibilidade De Resíduos Agroindustriais E Do Beneficiamento De Produtos Agrícolas. *Informações Econômicas*, v. 22, n. 12, p. 31–46, 1992.
- [110] COELHO, S. T. et al. Atlas de Bioenergia do Brasil, Informe Projeto Fortalecimento Institucional do CENBIO, Convênio 721606 – MME, São Paulo, 2012.
- [111] HOFFIANN, R. Método Avaliativo Da Geração Regionalizada De Energia, Em Potências Inferiores A 1 MW, A Partir Da Gestão Dos Resíduos De Biomassa - O Caso Da Casca De Arroz. Tese - Universidade Federal Do Rio Grande Do Sul, 1999.
- [112] FARRIER, J. B. et al. Generación de Electricidad a Partir de la Cascarilla de Arroz. *Compañía Arrocera Industrial, S.A, Proyectos, NV Tecnologías, S.A., Integradores de ABB Sistemas, Costa Rica*. 2010. Disponível em: <<http://www.petroquimex.com/070809/articulos/7.pdf>>. Acesso em: 1 de Ago. 2014.
- [113] BARRIGA ANGULO, M. B. Experimentos de Gaseificação de Casca de Arroz em Leito Fluizado. Tese - Universidade Estadual de Campinas, 2002.
- [114] IPEA. Diagnóstico dos Resíduos Orgânicos do Setor Agrossilvopastoril e Agroindústrias Associadas. Relatório de Pesquisa, Brasília, 2012. Disponível em: <http://www.ipea.gov.br/agencia/images/stories/PDFs/relatoriopesquisa/120917_relatorio_residuos_organicos.pdf>. Acesso em: 1 de Ago. 2014.
- [115] SOUZA, O. et al. Energia alternativa de biomassa : Bioetanol a partir da casca e da polpa de banana. *Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental*, v. 16, n. 47, p. 915–21, 2012.
- [116] OLIVEIRA, B. G. DE et al. Preparação E Caracterização De Resíduos Da Bananicultura Para Uso Em Processo De Briquetagem. III SIMPÓSIO INTERNACIONAL SOBRE GERENCIAMENTO DE RESÍDUOS AGROPECUÁRIOS E AGROINDUSTRIAIS, p. 12–5, 2013.
- [117] DE SIQUEIRA DANTAS, V. F. Potencial Energético Dos Resíduos Da Cultura Do Milho. *Evidência, Joaçaba* v. 13 n. 2, p. 153-164, 2013.

- [118] KINTO, O. T. et al. Energia Da Gaseificação De Biomassa Como Opção Energética De Desenvolvimento Limpo, São Paulo, 2002. Em: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 4, 2002, Campinas. Proceedings online. Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022002000100061&lng=en&nrm=abn>, Acesso em: 30 de fev 2014.
- [119] ARANTES, M. D. C. et al. Gaseificação De Materiais Lignocelulósicos Para Geração De Energia Elétrica. Ciência Florestal, Santa Maria, v. 18, n. 4, p. 525–33, 2008.
- [120] ZAMBRZYCKI, G. C. Fluxos de energia de um sistema de produção de soja no Tocantins. Tese - Universidade de São Paulo Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz,” 2012.
- [121] SIMARRO FAGUNDES, N. Restos Culturais Do Abacaxizeiro Na Alimentação De Ruminantes. Revista eletrônica, v. 7, n. 3, p. 1243–7, 2010.
- [122] DE OLIVEIRA SILVA, O. Aproveitamento do bagaço de abacaxi (ananas comosus L. Merrill) para produção biotecnológica de xilitol. Tese – Universidade Federal de Viçosa, 2011.
- [123] MORETTI, C. L. Aproveitamento de resíduos do processamento mínimo de frutas e hortaliças, Palestra IV Encontro Nacional de Processamento Mínimo, 2006. Disponível em: <<http://www.esalq.usp.br/departamentos/lpv/eventos/palestras/IV%20EMP%20Moretti.pdf>>, Acesso em: 10 sep 2014.
- [124] GERMEK, H. A. Análise De Decisão Sobre O Aproveitamento Do Palhiço Da Cana-De-Açúcar, Posto Na Unidade Industrial, Para Fins De Cogeração. Tese - Universidade Estadual “Júlio De Mesquita Filho,” 2005.
- [125] FORERO RODRÍGUEZ, C. A.; GORDILLO ARIZA, G. Gasificación adiabática del bagazo de caña de azúcar usando aire - vapor. Revista de Ingenieria, p. 53–60, 2010.
- [126] TOLENTINO, G. Programação Linear Inteira Aplicada Ao Aproveitamento Do Palhiço Da Cana-De-Açúcar. UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO,” 2007.
- [127] BILAC, O. Usina de geração de energia por resíduo de dendê será discutida em Tefé. p. 9–11, 2014. Disponível em: < <http://acritica.uol.com.br/amazonia/Amazonia-Amazonas-Manaus-Pop>>, Acesso em: 11 nov 2014.

- [128] MORORÓ, R. C. Palestra de Resíduos De Cacau, Workshop Sobre Gaseificação De Biomassa, Comissão Executiva Do Plano Da Lavoura Cacaueira Centro De Pesquisas Do Cacau, 2014.
- [129] PEREIRA DE ROCHA, B. R. Utilização De Resíduos De Biomassa De Açaí e Cacau Para Produção De Energia, Palestra Programa Enerbio/UFGA, 2014.
- [130] LIMA, F. A. Uso de resíduos agrícolas na obtenção de energias. Palestra - Universidade Federal Do Ceará, 2012.
- [131] FORERO NUÑEZ, C. et al. Estudio Preliminar Del Potencial Energético De Cuesco De Palma Y Cáscara De Coco En Colombia. *ingeniería Solidaria*, v. 8, n. 14, p. 19–25, 2012.
- [132] FOCER. Manuales Sobre Energia Renovables. 1 ed. -San José, C.R. :Biomass Users Network (BUN-CA), 2002.
- [133] MOURAD, A.; AMBROGI, V.; GUERRA, S. Potencial De Utilização Energética De Biomassa Residual De Grãos, Campinas, 2004, Em: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 5., 2004, Campinas. Proceedings online. Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022004000200033&lng=en&nrm=abn>, Acesso em: 25 de ago 2014.
- [134] FIDE; FUNDER; SNV. Producción de bioetanol, biogás y biofertilizantes a partir de los desechos del beneficiado de café en Marcala, Programa de Apoyo al Medioambiente en Centroamérica (PREMACA), 2011.
- [135] SAMAYOA, S.; HERNÁNDEZ, E. Estudio De Caso: Pequeños productores de café de Honduras reducen su huella de carbono. SNV, Empresa Asociativa ARUCO y Cooperativa Cafetalera Ecológica La Labor Ocotepeque Limitada (COCAFELOL), Honduras, 2012.
- [136] AMBIENTE ENERGIA. Sorgo biomassa pode ser alternativa para geração de energia. Disponível em: <<https://www.ambienteenergia.com.br/index.php/2014/07/investir-em-sorgo-biomassa-pode-gerar-renda-extra-aos-usineiros/24301>>, Acesso em: 5 de ago 2014.
- [137] UPME. Potencialidades de los cultivos energéticos y residuos agrícolas en Colombia. Unidad De Planeación Minero-Energética, 2002, Disponível em: <http://www.upme.gov.co/terminos/022_cultivos.pdf>, Acesso em: 14 de dez 2013.
- [138] EMBRAPA. Dendê - Problemas e Perspectivas Na Amazônia. Embrapa Amazônia Oriental, 1989. Disponível em: <<https://www.embrapa.br/busca-de-publicacoes/->>

- /publicacao/379302/dende-problemas-e-perspectivas-na-amazonia>, Acesso em: 2 de mar 2014.
- [139] IBGE. histórico dos municípios. 2014. Disponível em: <<http://cidades.ibge.gov.br/painel/historico.php>>, Acesso em: 25 de ago 2014.
- [140] RODRÍGUEZ SOTOMONTE, C. A. et al. Exergoeconomic Analysis Of Small-Scale Biomass Steam Cogeneration. 13th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering, v. 2, p. 0–11, 2010.
- [141] PANOSSO, G. C. Métodos De Simulação Para Ciclos De Rankine. Tese - Universidade Federal Do Rio Grande Do Sul, 2003.
- [142] ALGIERI, A.; MORRONE, P. Energetic analysis of biomass-fired ORC systems for micro-scale combined heat and power (CHP) generation. A possible application to the Italian residential sector. *Applied Thermal Engineering*, v 71, n 2, p 751-759. 2014.
- [143] BOHORQUEZ, W. O. Trocadores de Calor, Palestra - Departamento de Engenharia de Produção e Mecânica - Universidade Federal de Juiz de Fora, 2014.
- [144] PERETTI, I. Application of ORC units in sawmills. Technical-economical considerations World biomass Congress. *Turboden*, v 1, p 1-12, 2008.
- [145] BINI, R.; DI PRIMA, M.; GUERCIO, A. Organic Rankine Cycle (ORC) in Biomass Plants : an Overview on Different Applications. *Turboden*, v 3, p. 1-9, 2010.
- [146] MARTI HERRERO, J. Biodigestores de bajo costo para producir biogás y fertilizante natural a partir de residuos orgánicos Bibliografía Recomendada y Comentada. *Livestock Research for Rural Development*, p. 1–5, 2011.
- [147] DEUBLEIN, D.; STEINHAUSER, Biogas from Waste and Renewable Resources. An Introduction. Cap. 35 Typical design calculation for an agricultural biogas plant, WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, p. 407–414. 2011.
- [148] MARTÍ HERRERO, J. Biodigestores familiares: Guía de diseño y manual de instalación. Bolivia: GTZ - Cooperación técnica alemana, Programa de desarrollo agropecuario PROAGRO, Energía, 2008.
- [149] PEZO VALLES, A. et al. Producción de Energía Renovable (biogás) a partir del estiércol del ganado bovino en la Estación Experimental Agraria El Porvenir – Inial (Análisis De Situación Actual Y Mejoras). Proyecto “BioSinergia”: “Access To Energy And Inclusive

- Business Promotion With Biofuels In The Peruvian Amazon”. SNV Servicio Holandés de Cooperación al Desarrollo, 2011.
- [150] PEZO VALLES, A. et al. Diseño del sistema de generación de energía eléctrica en la comunidad de Santa Rosillo, a partir de la producción local de biogás. Expediente Técnico, Proyecto “Biosinergia” Proyecto “BioSinergia”: “Access To Energy And Inclusive Business Promotion With Biofuels In The Peruvian Amazon”. SNV Servicio Holandés de Cooperación al Desarrollo, Santa Rosillo. 2011.
- [151] BIOEXELL -EUROPEAN BIOGAS CENTRE OF EXCELLENCE. Biogas from AD - BIOEXELL Training Manual, Project deliverable of BIOEXELL, Teodorita Al Seadi, University of Southern Denmark, Esbjerg, Denmark, 2008.
- [152] CENTENO GONZÁLEZ, F. O. Avaliação Do Desempenho De Um Sistema Integrado Motor Ciclo Otto/Gaseificador Co-Corrente Utilizando Modelagem Matemática. Tese - Universidade Federal De Itajubá, 2010.
- [153] NIU, M. et al. Simulation of Syngas Production from Municipal Solid Waste Gasification in a Bubbling Fluidized Bed Using Aspen Plus. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, v. 52, n. 42, p. 14768–75, 2013.
- [154] WALDHEIM, L. NILSSON, T. Heating value of gases from biomass gasification. IEA Bioenergy Agreement, Task 20 - Thermal Gasification of Biomass, TPS Termiska Processer AB, Studsvik, 2001.
- [155] REED, T.; DAS, A. Handbook of Biomass Downdraft Gasifier Engine Systems. Solar Technical Information Program, Solar Energy Research Institute, 1988.
- [156] LESME JAÉN, R. et al. Análisis Termodinámico De Un Gasificador “Ankur” Modelo Wbg-10 Trabajando Con Diferentes Biomásas. *Tecnología Química*, v. 28, n. 48, p. 71–76, 2008.
- [157] LORA, E.; ANDRADE, R.; ÁNGEL, J. Gaseificação e Pirólise Para a Conversão Da Biomassa Em Eletricidade e Biocombustíveis. In: *Biocombustíveis*. Itajuba: v. 2. Editora Interciencia, p. 411–498. 2012.
- [158] EPE. Nota Técnica DEA 03/2015 -Projeção da demanda de energia elétrica (2015-2024). Disponível em: <http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/Serie_Estudos_de_Energia/20130117_1.pdf>. Acesso em: 1 de jul de 2015.
- [159] EPE. CONSUMO DE ELETRICIDADE NO PAÍS CAI 2,9% EM JULHO. *Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica*, v. 95, n. VIII, p. 1–4, 2015.

- [160] EPE. CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA CRESCE 3,1% EM JUNHO. Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica, v. 70, n. VI, p. 1–4, 2013.
- [161] EPE. Nota Técnica DEA 10/2014 - Consumo de Energia no Brasil - Análises Setoriais. 2014. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2010-14%20Consumo%20de%20Energia%20no%20Brasil.pdf>>, Acesso em: 30 de mar de 2015.
- [162] MOERSCHNER, J.; LÜCKE, W., Energy Investigations of Different Intensive Rape Seed Rotations – a German Case Study, Chapter Economics of Sustainable Energy in Agriculture of the series Economy & Environment, v 24, p 27-40, 2013.
- [163] PRETO, F. Evaluation of Commercially Available Small Scale Biomass Electrical Generation Technologies Appropriate to the YukonEnergy Mines & Resources, Government of Yukon. Yukon. 2014. Disponível em: <http://www.energy.gov.yk.ca/pdf/yukon_chp_evaluation_report_final_march_29_2014.pdf>, Acesso em: 3 de jan de 2015.
- [164] KOSMADAKIS, G.; KARELLAS, S.; KAKARAS, E. Renewable and Conventional Electricity Generation Systems: Technologies and Diversity of Energy Systems. Renewable Energy Governance, Lecture Notes in Energy. v. 23, p. 9–30, 2013.
- [165] BANCO CENTRAL DO BRASIL. Conversão de Moedas. Disponível em: <<http://www4.bcb.gov.br/pec/conversao/conversao.asp>>, Acesso em: 30 de jan de 2015.
- [166] ESCOBAR PALACIO, J. C. Análise Termoeconômica Integrada das Plantas de Cogeração e Etanol em uma Destilaria Autônoma. Tese – Universidade Federal de Itajubá. 2010.
- [167] ANEEL, (BRASIL). Nota Técnica nº 89/2014-SRE/ANEEL : Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração das instalações de geração de energia elétrica em regime de cotas. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/002/resultado/wacc_geracao_3_-_fechamento_ap_-_v5.pdf>, Acesso em: 30 de jan de 2015.
- [168] ICKOWICZ KRYBUS, M., CELSO PASCALICCHIO, A., Viabilidade econômica de implantação de energia solar em pequenas comunidades isoladas, Universidade Presbiteriana Mackenzie.

APÊNDICES

Apêndice I - Potencias de geração dos diferentes casos por estado

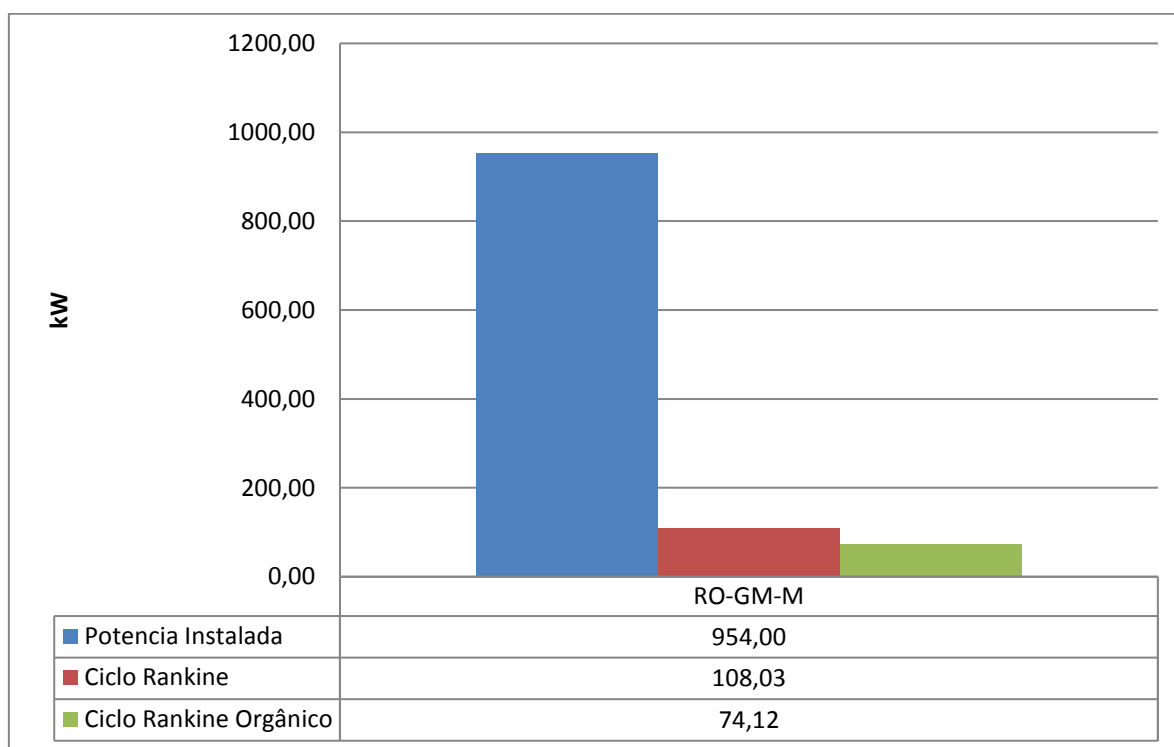


Figura A1.1 Geração Estado de Rondônia.



Figura A1.2 Geração Estado de Acre.

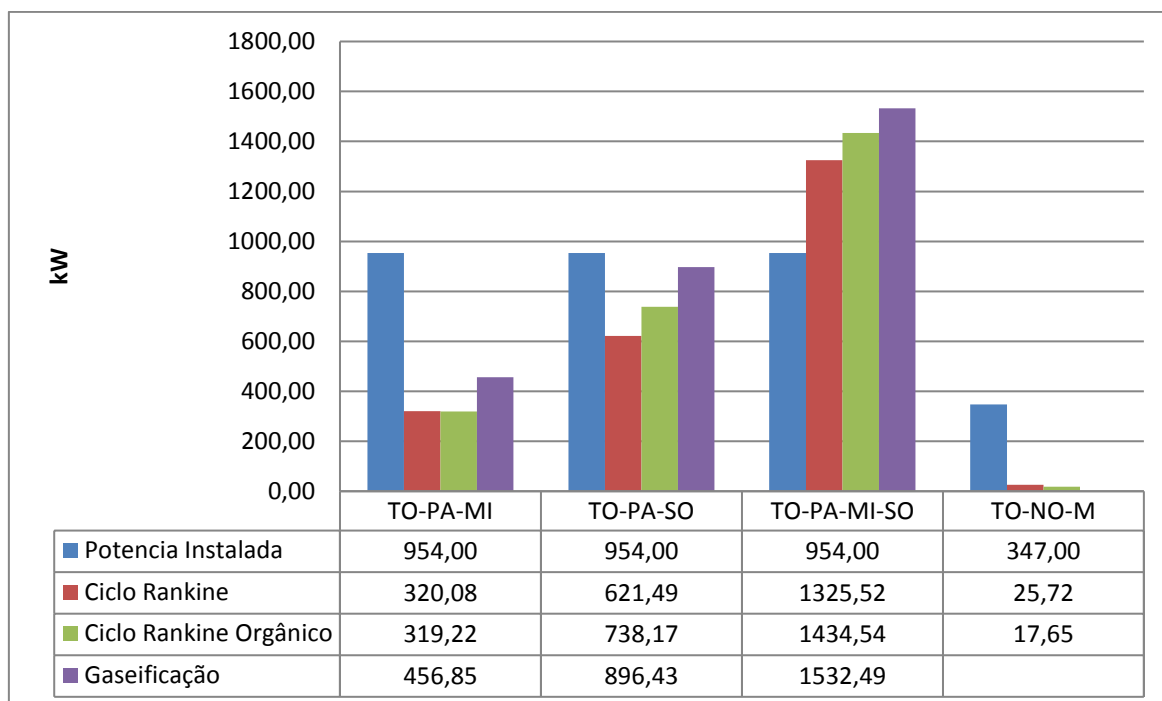


Figura A1.3 Geração Estado de Tocantins.

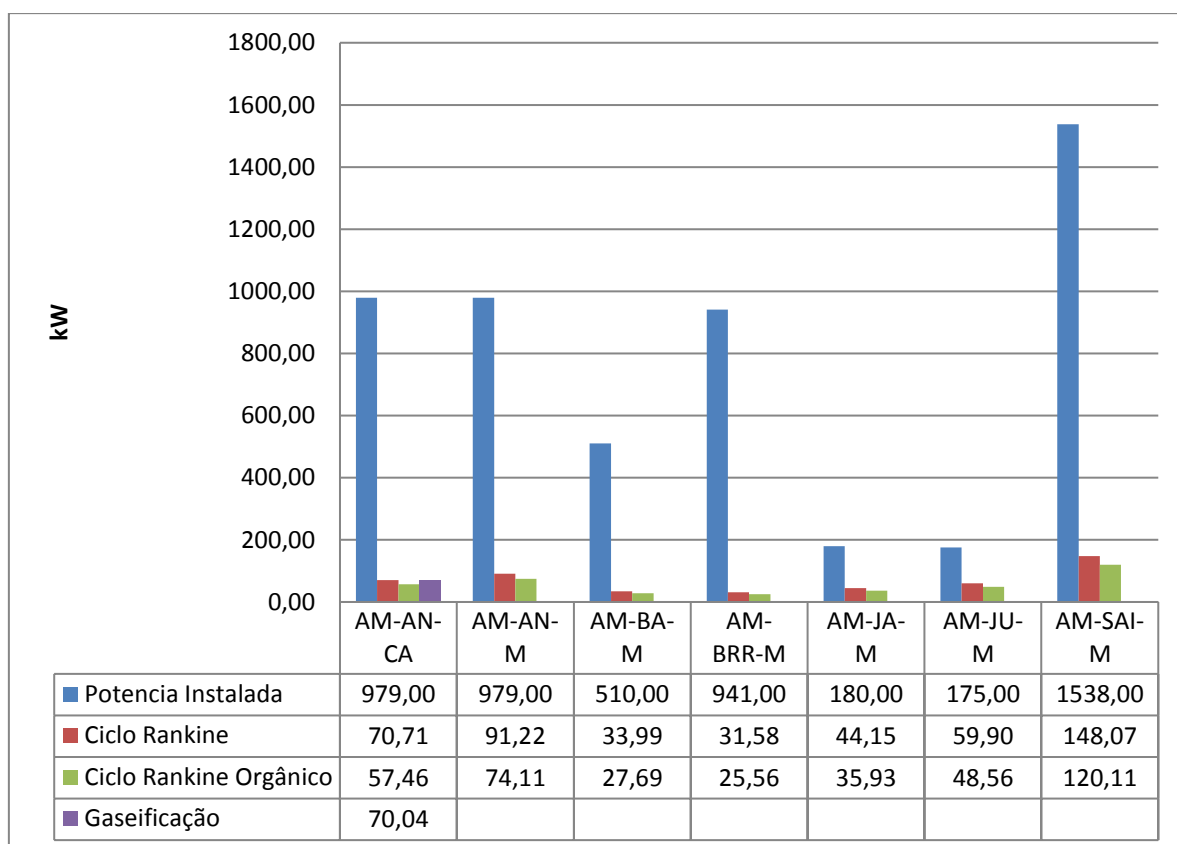


Figura A1.4 Geração Estado de Amazonas.

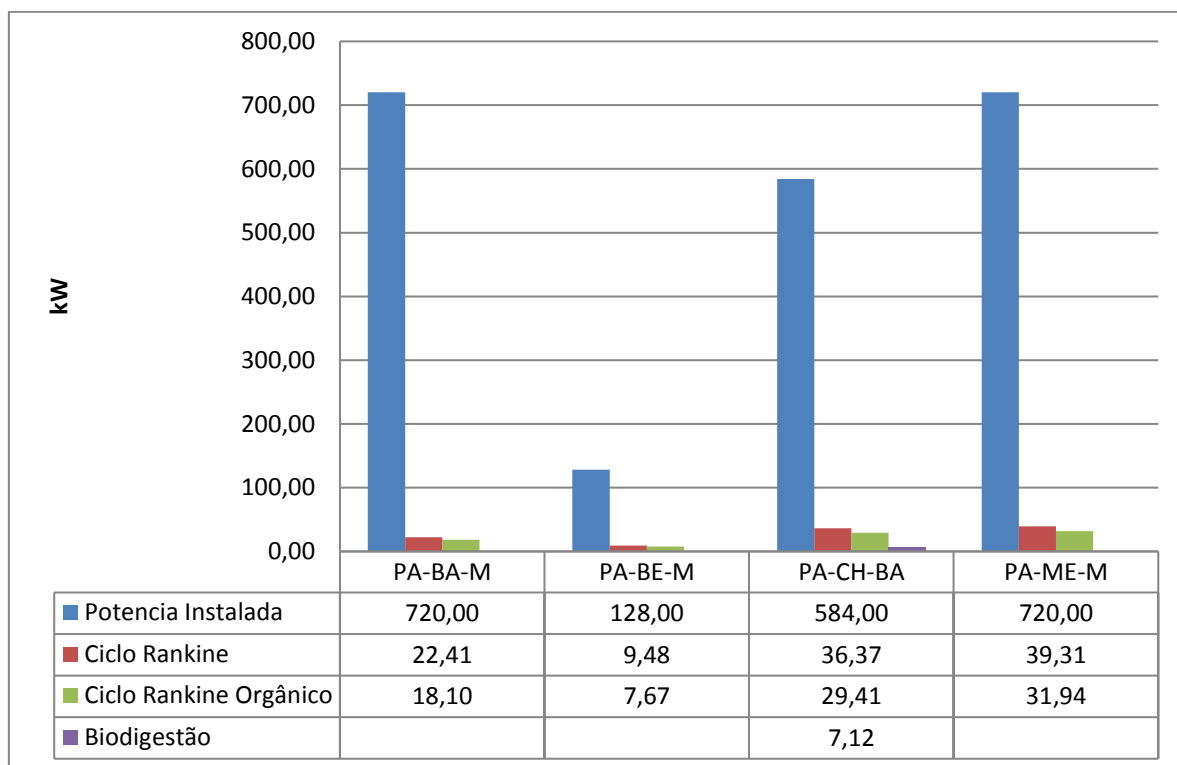


Figura A1.5 Geração Estado de Para (Municípios com Produções de Resíduos Menores a 1000 tons/ano).

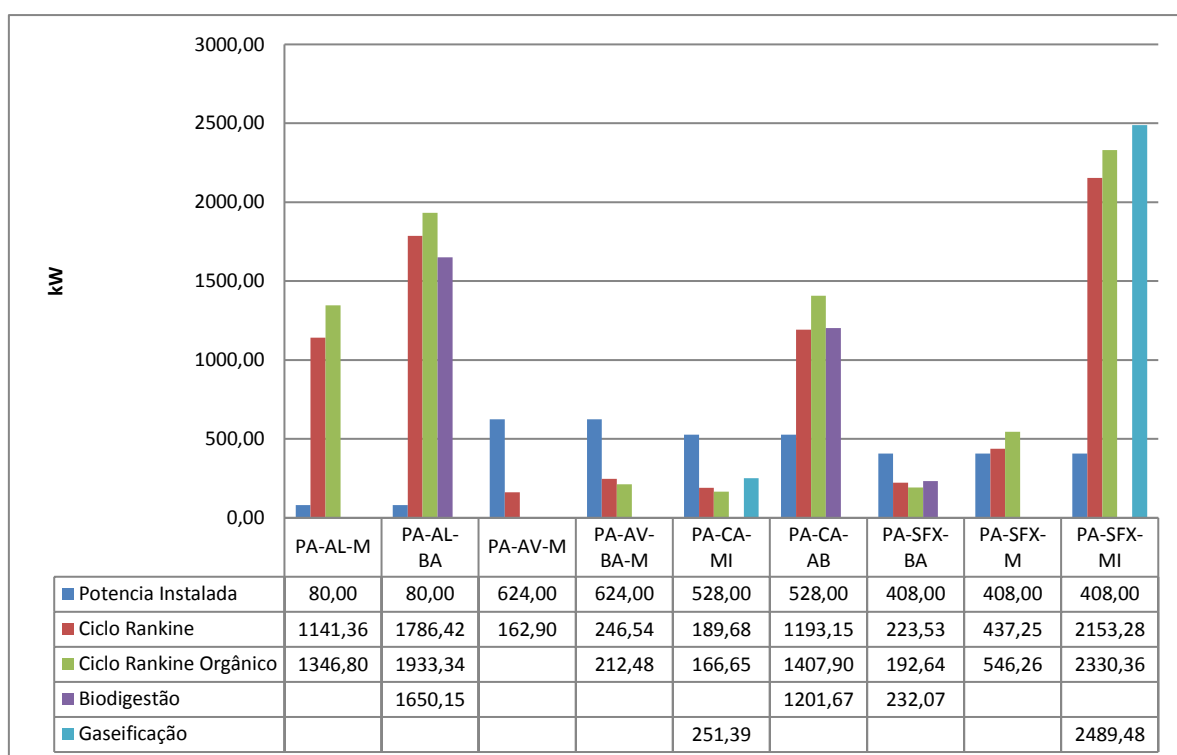


Figura A1.6 Geração Estado de Para (Municípios com Produções de Resíduos Maiores a 1000 tons/ano)

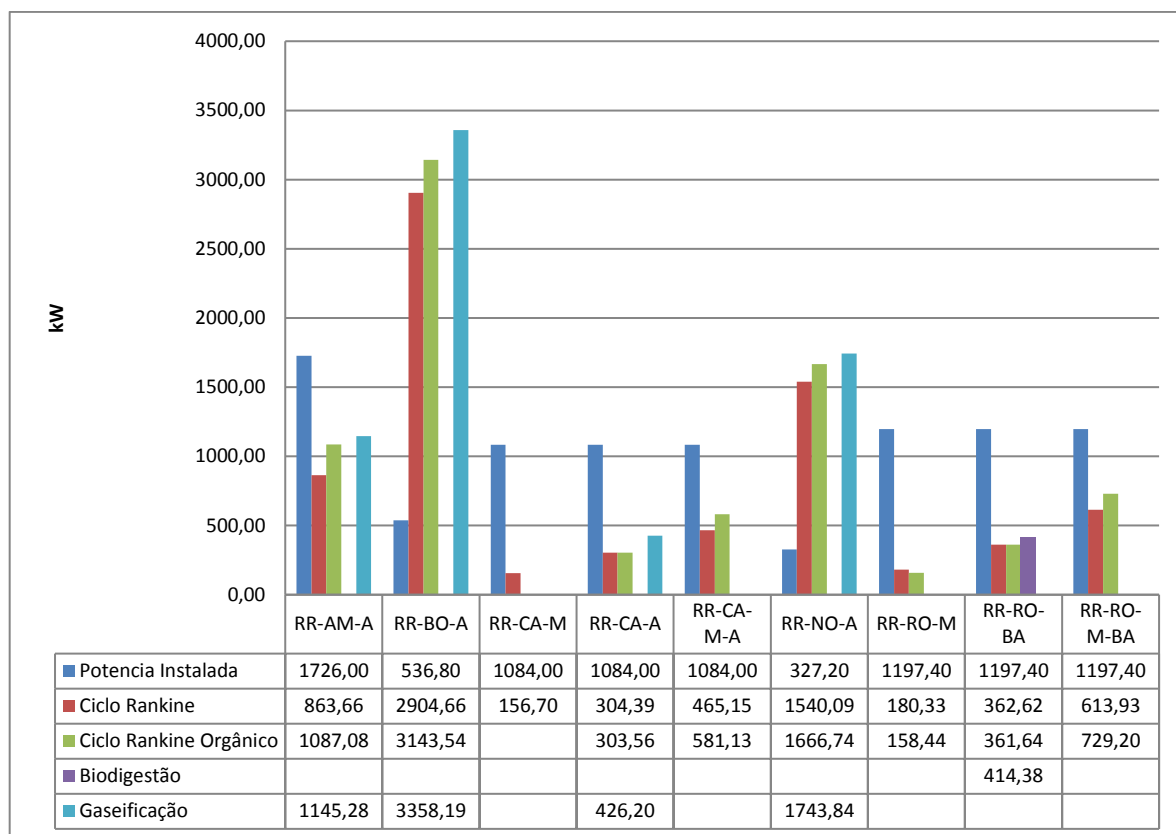


Figura A1.7 Geração Estado de Roraima (Municípios com Produções de Resíduos Menores a 5000 tons/ano)

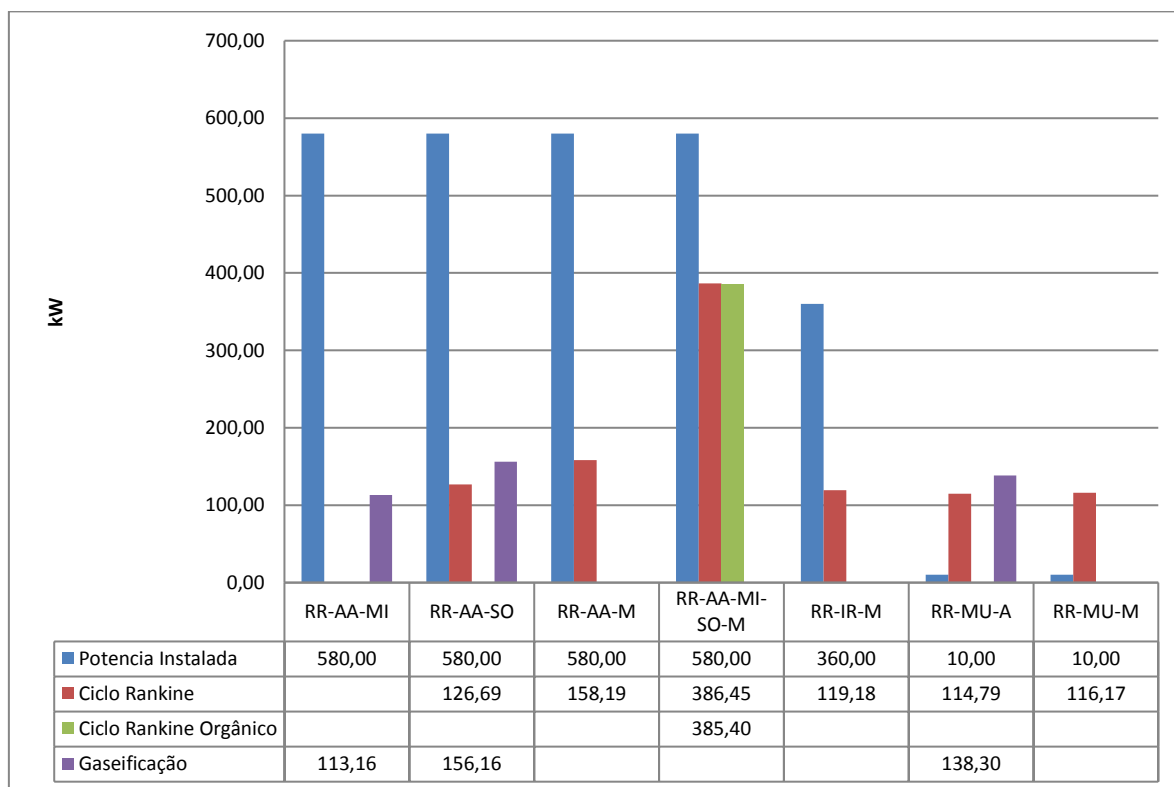


Figura A1.8 Geração Estado de Roraima (Municípios com Produções de Resíduos Menores a 5000 tons/ano)